



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ANÁLISIS ESTOCÁSTICO DEL COSTO DE UNA CARTERA EFICIENTE DE
MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA EL
CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS DE REDUCCIÓN EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

BRUNO ANDRÉS CAMPOS RUBILLO

**SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2011**



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ANÁLISIS ESTOCÁSTICO DEL COSTO DE UNA CARTERA EFICIENTE DE
MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA EL
CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS DE REDUCCIÓN EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

BRUNO ANDRÉS CAMPOS RUBILLO

**PROFESOR GUÍA:
JUAN PABLO ZANLUNGO MATSUHIRO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JACQUES CLERC PARADA
JOSÉ MARCELO HENRIQUEZ DÍAZ**

**SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2011**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL
POR: BRUNO CAMPOS RUBILLO
FECHA: 25/11/11
PROF. GUIA: SR. JUAN PABLO ZANLUNGO

**ANÁLISIS ESTOCÁSTICO DEL COSTO DE UNA CARTERA EFICIENTE DE
MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA EL
CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS DE REDUCCIÓN EN CHILE**

En el contexto del cambio climático, Chile se ha comprometido ante la comunidad internacional a reducir al año 2020 el 20% de sus emisiones de GEI. De igual forma el país se comprometió a que un 20% de la energía generada el año 2020, será en base a fuentes de energía renovables no convencionales.

El objetivo de este trabajo de memoria es desarrollar un marco metodológico para una evaluación costo-efectiva de las medidas de mitigación que conducirán en conjunto al cumplimiento de los objetivos nacionales, en un contexto donde existe incertidumbre sobre el comportamiento de las variables que determinan los resultados económicos de la aplicación de las medidas, y sus efectos en el futuro. Por esta razón, se realizó una evaluación estocástica de las medidas incorporando la incertidumbre en las principales variables y observando la dependencia de la volatilidad de los resultados a las variables estocásticas.

Se utilizó una metodología combinada de, curvas de abatimiento –herramienta de apoyo a la toma de decisiones que permite priorizar medidas de mitigación entregando costos de abatimiento y potenciales de mitigación- y simulación de Montecarlo. Esto permite entregar resultados estocásticos y comparar los resultados entre medidas asignando probabilidades al ranking de costo-efectividad de las medidas. Sin embargo se debe haber hincapié en la prolijidad de la determinación de los valores futuros de las distribuciones de probabilidad, dado que estos son determinantes en los resultados obtenidos.

Los resultados indican que el cumplimiento de la meta de ERNC, genera ahorros del orden de MMUS\$8.700, con desviación estándar de 1.625 millones. Mientras que se requiere una inversión del orden MMUS\$6.180. El resultado indica que la configuración mas costo-efectiva es agregar 3.470 MW combinados de energía mini hidráulica, geotérmica, y eólica. El sector demanda por su parte genera ahorros del orden de US\$8.000 millones con un intervalo de confianza de 90% de [11.000 , 5.800]. En base a estos resultados se concluyó que los ahorros de energía pueden pagar holgadamente las inversiones necesarias en ambos sectores.

Se concluyó que, el principal causante de la volatilidad de los resultados es el precio de los combustibles (petróleo, carbón), por lo que se recomienda avanzar en precisar el comportamiento potencial de estas variables para acotar la volatilidad de los resultados. De igual forma se recomienda avanzar en el entendimiento de las oportunidades de mitigación de la industria del cobre, dado su gravitante participación en las emisiones y en el consumo energético del país.

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	5
1.1	Antecedentes generales.....	5
1.2	Descripción del proyecto y justificación	6
1.3	Objetivos	7
1.4	Conceptos claves	7
1.5	Metodología.....	9
1.5.1	Definición de sectores con mayor potencial de mitigación	9
1.5.2	Identificación de medidas.....	11
1.5.3	Análisis de variables	13
1.5.4	Definición de línea base	17
1.5.5	Evaluación técnica y económica de las medidas	17
1.5.6	Construcción de la curva de costo de abatimiento.....	21
1.5.7	Análisis de resultados	23
2.	MEDIDAS DE MITIGACIÓN	25
2.1	Análisis y selección de sectores con potencial de mitigación.....	25
2.1.1	Emisiones Sectoriales.....	25
2.1.2	Consumo eléctrico	29
2.1.3	Selección de sectores prioritarios	31
2.2	Medidas de mitigación.....	32
2.2.1	Centros de transformación.....	32
2.2.2	Demanda.....	33
2.3	Selección de variables.....	36
2.3.1	Transformación	36
2.3.2	Demanda.....	36
3.	ANÁLISIS DE VARIABLES Y DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	37
3.1	Dependencias entre variables	37
3.2	Proyección de precios de combustibles	38
3.3	Proyección de costos de las tecnologías.....	42
4.	LÍNEA BASE DE EMISIONES NACIONALES	47
5.	EVALUACIÓN DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN	49
5.1	Cálculos de costos y potenciales de mitigación	50
5.2	Curva de costos marginales de abatimiento.....	61
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	64

6.1	Costo de objetivo nacional de mitigación	64
6.1.1	Transformación	64
6.1.2	Demanda.....	73
7.	CONCLUSIONES	79
8.	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.....	81
9.	ANEXOS.....	82
9.1	Barreras a las ERNC.....	82
9.1.1	ERNC en Chile.....	85
9.2	Fichas de las medidas sector demanda.....	90

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes generales

El problema del cambio climático se ha inculcado en el ADN de la sociedad actual. La discusión sobre su efecto ha sobrepasado las esferas de grupos ambientales y se ha esparcido a los sectores empresariales, políticos y transversalmente a toda la sociedad. Para nadie debiera ser un misterio que el calentamiento global es uno de los grandes desafíos que enfrenta la humanidad durante el siglo XXI, y los esfuerzos para contrarrestar los efectos negativos debieran estar en las primeras prioridades de las organizaciones tanto gubernamentales, no gubernamentales y privados.

Los desafíos que impone el problema global están adquiriendo el tenor de responsabilidades ineludibles, que aunque aún no son catalogables de exigencias, son fundamentales para la participación de los actores nacionales en las instancias de organización internacional y los mercados mundiales. Un ejemplo de esto son los compromisos internacionales que están realizando la mayoría de los países en cuanto a reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y generación eléctrica. Por su parte, los mercados ya están exigiendo garantías de gestión medioambiental a través de instrumentos como la huella de carbono y la huella de agua.

Las negociaciones internacionales para enfrentar el cambio climático no se han concretado en acuerdos vinculantes post Kioto (post 2012). En la última Conferencia de las Partes, COP 16 en Cancún realizada en diciembre del año 2010, no se logró un acuerdo vinculante, pero sí se avanzó en entendimientos mínimos. De éstos destaca principalmente el compromiso de evitar que el aumento de la temperatura media mundial supere los 2°C. Los primeros pasos para ello incluyen el acuerdo de armar un fondo de financiamiento para generar capacidades en los países en desarrollo; y el compromiso de que los países no Anexo I¹, colaboren en la mitigación de los gases de efecto invernadero (GEI), más allá del Mecanismo de Desarrollo limpio (MDL), mediante NAMAs (Acciones nacionales apropiadas de mitigación) (SUZUKI 2010).

Chile, como país en desarrollo es responsable de sólo un 0,2% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. A pesar de ello, también hizo compromisos en Copenhague. Luego de la COP 15 Chile se comprometió a reducir un 20% de las emisiones de GEI al año 2020 con respecto a la línea base del año 2007. Complementariamente el país se comprometió a que el 20% de la energía generada el año 2020 será producida en base a energías renovables no convencionales, lo que significa un importante aporte al cumplimiento de la meta de reducción de emisiones.

Los ambiciosos compromisos (voluntarios) adquiridos por el gobierno Chile ante la comunidad internacional obligan al país a tomar una postura con acciones claras en pos de enfrentar el cambio climático. Sin embargo, no es favorable para la credibilidad del país, arriesgar metas de reducción que estén fuera de las reales capacidades, por

¹ Refiere al Anexo I de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. En

lo que resulta de suma importancia tomar las medidas correctas para el cumplimiento de los acuerdos.

En este contexto es de vital importancia para la planificación gubernamental, tener un marco que cuantifique la dificultad de cumplir dichos compromisos para tomar las acciones estratégicas, presupuestarias y de financiamiento necesarias que permitan conseguir las metas comprometidas. Para esto, se deben conocer y evaluar las posibles medidas de mitigación de GEI aplicables al contexto nacional, su efecto en la reducción de emisiones, y su factibilidad en base a los costos y beneficios económicos que se generarían motivo de su implementación. Sin embargo estas variables están sujetas a incertidumbres que deben ser consideradas para evaluar responsablemente las medidas.

Para ello, el trabajo de memoria busca desarrollar un marco metodológico para la evaluación de las medidas de mitigación relevantes para Chile, y su categorización en base a un análisis costo efectivo, con el fin de cuantificar los esfuerzos económicos necesarios para el cumplimiento de la meta que Chile se impuso en la COP15.

1.2 Descripción del proyecto y justificación

El proyecto desarrolla un marco metodológico para la evaluación de la inversión necesaria y el valor presente de la diferencia de los flujos generados en un escenario de implementación de las medidas de mitigación versus un escenario donde no se implementan medidas catalizadas por el cambio climático, teniendo como objetivo el cumplimiento de las metas de reducción de GEI en Chile al año 2020. La evaluación se realiza en un contexto donde el costo y el efecto real de la reducción de emisiones de tales medidas dependen de factores no determinísticos, tales como la evolución del costo de las tecnologías y el precio de los combustibles. Para esto se desarrolla un modelo que permite priorizar las medidas de mitigación incluyendo en el análisis la volatilidad de los resultados económicos de la evaluación de las medidas.

Con este propósito se genera un portafolio de medidas relevantes de acuerdo a la contribución de GEI a las emisiones totales generadas en el país, que genera el sector donde se desarrolla la medida. La evaluación contempla el análisis de las variables relevantes de las medidas definiendo una distribución estadística de su comportamiento. Posteriormente se desarrolla un análisis estocástico de costo efectividad de las medidas generando una curva de costos de abatimiento que permite apoyar la toma de decisiones respecto a cuales medidas deben ser priorizadas.

Este trabajo contempló un análisis acabado de las medidas del sector de transformación eléctrica, supeditando la evaluación de los otros sectores a la calidad de la información disponible o directamente a resultados obtenidos en la bibliografía consultada.

Cabe señalar que se contó con el apoyo institucional del Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA) del Departamento de Ingeniería Industrial de la

Universidad de Chile, lo cual significó una buena fuente de información y conocimiento para efectuar este estudio, y a la vez entregó el acercamiento a metodologías relevantes para cumplir exitosamente con lo propuesto en el trabajo de memoria.

1.3 Objetivos

Objetivo General

Proponer una cartera eficiente de medidas de mitigación para el cumplimiento de la meta de reducción de emisiones de Chile al año 2020, de acuerdo a las medidas conocidas y con potencial de mitigación relevante.

Objetivos Específicos

- Desarrollar una metodología que permita determinar el costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de GEI bajo incertidumbre.
- Identificar los sectores más importantes en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero en Chile.
- Determinar las variables relevantes que influyen en los resultados en cuanto a costos y potencial de mitigación de las medidas de mitigación.
- Dimensionar los costos de abatimiento de las medidas de mitigación en el escenario estocástico, focalizando los esfuerzos en el sector de transformación.
- Diseñar una curva de costos de abatimiento de GEI sensible a variables estocásticas.

1.4 Conceptos claves

Gases de Efecto Invernadero

Gases integrantes de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera, y las nubes. Esta propiedad causa el efecto invernadero. El vapor de agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄), y ozono (O₃) son los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre. Además existe en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero totalmente producidos por el hombre, como los halocarbonos y otras sustancias que contienen cloro y bromuro, de las que se ocupa el Protocolo de Montreal. Además del CO₂, N₂O, y CH₄, el Protocolo de Kyoto aborda otros gases de efecto invernadero, como el hexafluoruro de azufre (SF₆), los hidrofluorocarbonos (HFC), y los perfluorocarbonos (PFC).

Medidas de mitigación

Se entienden como medidas de mitigación la implementación o aplicación de cualquier política, estrategia, obra y/o acción tendiente a eliminar o minimizar los impactos adversos que puedan presentarse durante las etapas de ejecución de un proyecto (Construcción, operación y terminación), y mejorar la calidad ambiental aprovechando las oportunidades existentes. En el contexto del proyecto hablar de medida de mitigación es equivalente a hablar de medida de eficiencia energética, las cuales se entienden como aquellas acciones que apuntan a reducir el consumo de energía sin sacrificar el confort o la actividad económica a la que sirve, es decir, entregando al menos los mismos servicios que presta la energía (fuerza motriz, uso de calor, cocción de alimentos, procesos electroquímicos, entre otros).

Evaluación de impacto económico

La revisión de documentos, reportes, informes y políticas de cambio climático han incluido variables de diversa índole. En algunos casos, el énfasis es a nivel nacional o incluso multinacional (como es el caso de algunos de los esfuerzos de la Unión Europea). En otros, se entra al detalle del estudio de medidas sectoriales como transporte o generación eléctrica y eficiencia energética. Dentro de la literatura de evaluación de medidas de cambio climático se repiten fuertemente los enfoques de costo beneficio y costo efectividad. En efecto, las principales experiencias y guías de evaluación de medidas de cambio climáticas suelen basarse en estos enfoques tanto en evaluaciones ex - ante como ex – post.

Año base

Se entiende por año base o línea base en los estudios de impacto ambiental (EIA), a la descripción de la situación en un año particular y su posterior comportamiento, considerando todas las variables ambientales en la fecha del estudio, sin influencia de nuevas intervenciones antropogénicas. A partir de esta situación se evalúa, en las etapas posteriores del EIA, las modificaciones positivas y negativas de las intervenciones en exploración. Luego el cálculo de las reducciones es resultado de la diferencia de emisiones en un año particular entre la situación con medidas de mitigación y la situación sin tales medidas.

1.5 Metodología

A continuación se presenta la metodología utilizada como un aporte metodológico, ya que aunque basada en la metodología desarrollada por la compañía McKinsey² para el cálculo y desarrollo de la curva de costos marginales de abatimiento, se incorporan otros aspectos como por ejemplo, la incertidumbre asociada a las variables y a la selección de sectores de consumo energético y medidas en relación al contexto chileno.

La figura 1 muestra el esquema metodológico que conforma el desarrollo del estudio, en ella se identifican 7 etapas principales que se explican a continuación, y donde se generan las actividades que producen los resultados que permiten cumplir con el objetivo general, y los objetivos específicos del estudio.

1.5.1 Definición de sectores con mayor potencial de mitigación

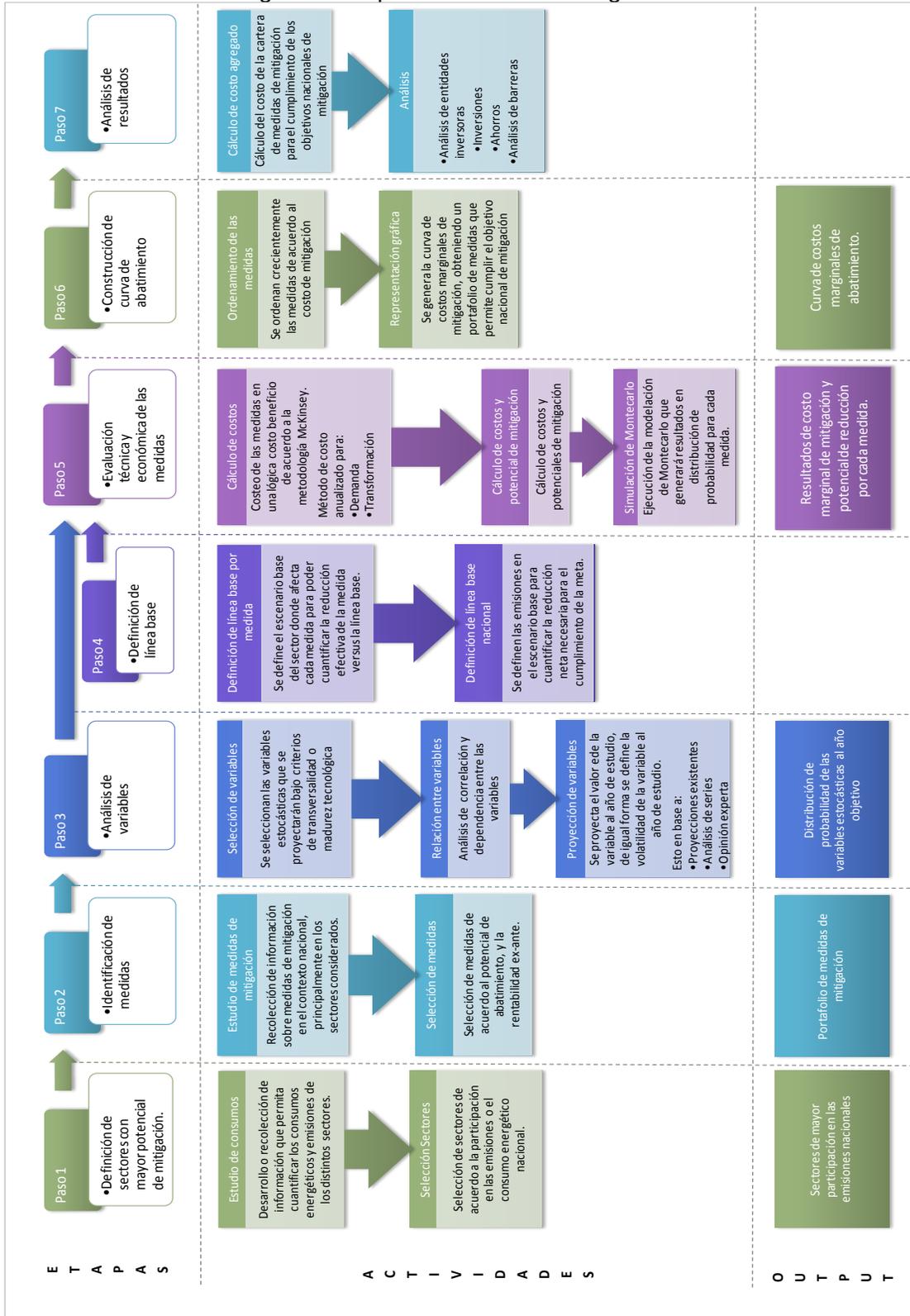
Previamente al análisis de las posibles medidas que pudiesen ejecutarse para la reducción de gases de efecto invernadero, es necesario caracterizar las emisiones y/o el consumo energético de la región o el país sobre el cual se plantean las medidas de mitigación. Dicha caracterización debe estar basada en una prospectiva energética al año de análisis, en el caso de este trabajo, al año 2020.

El análisis debe segmentar los sectores más importantes de consumo referentes al país de estudio con el fin de identificar sectorialmente las actividades que brinden mayores oportunidades de mitigación de GEI, por ejemplo para el caso chileno es indispensable que exista una prospectiva de consumo energético para el sector minero, siendo deseable un enfoque directo sobre la minería del cobre.

Posteriormente se jerarquizan los sectores o segmentos de acuerdo a la participación en cuanto a las emisiones de GEI de la región. De no contar con las emisiones individualizadas, la jerarquización se hace en base a la demanda energética, considerando el uso de combustibles y la demanda eléctrica. Para el caso particular del trabajo de memoria se contó con los resultados del estudio “Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO₂”, MINENERGÍA 2011. En él se presentan las emisiones sectorizadas, sin embargo las emisiones generadas por el consumo eléctrico desde la matriz energética no están asignadas al sector de consumo sino que se asocian a la generación eléctrica, por lo que la demanda eléctrica debe ser considerada como emisiones adicionales a las que propone el estudio para cada sector.

² McKinsey 2009, Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve

Figura 1: Esquema de la metodología utilizada



Fuente: Elaboración Propia

La selección final de sectores claves puede realizarse bajo 2 criterios; Alcanzando un objetivo de emisiones cubiertas, o con un umbral mínimo de emisiones necesarias para incorporar un sector.

- Objetivo de emisiones: Selección de sectores en orden ascendente de contribución a las emisiones, hasta alcanzar el porcentaje deseado de emisiones de la región. Este enfoque puede resultar en una selección de sectores demasiado atomizada si es que los grandes sectores emisores conjunto no cubrieran un porcentaje significativo del objetivo exógeno de emisiones a cubrir.
- Umbral de emisiones: Selección de todos los sectores que contribuyan con un porcentaje igual o superior a un umbral establecido. Este enfoque podría resultar en una selección insuficiente de sectores si es que existiera un gran grupo de sectores con emisiones relativamente pequeña, pero que en conjunto resulta significativa.

En general, la selección del enfoque dependerá de la profundidad que el estudio pretenda abarcar, y la mezcla de los criterios podría contribuir al alcance que el desarrollador quiera dar al estudio en cuando a emisiones cubiertas.

1.5.2 Identificación de medidas

En este paso se identifican las medidas que serán evaluadas para obtener una cartera de opciones de mitigación futuras. Esta etapa requiere la recolección de información respecto a evaluaciones de medidas de mitigación de GEI en el contexto nacional, para esto se requiere un catastro de estudios de esta índole a nivel regional o sectorizados que permitan desarrollar evaluaciones de las medidas en los sectores seleccionados en la primera etapa.

Para el caso de este trabajo se identificaron los siguientes estudios:

- “Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía”, POCH 2010, para CONAMA (Comisión Nacional de Medio Ambiente).
- “Estudio de Usos Finales y Curva de Oferta de la Conservación de la Energía en el Sector Residencial”, CDT 2010, para el Ministerio de Energía.
- “Consumo de Energía y Emisiones de Gases de efecto invernadero de Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación”, PROGEA (2009).

Sobre la base de esta información se realizó una selección de medidas. El criterio de selección se basa en 3 enfoques principales:

- Potencial de mitigación: Se incluyen medidas que presentan un potencial de mitigación de GEI considerado “Alto” relativo al objetivo de reducción. La definición del límite está sujeta al número de medidas que logren cubrir el potencial exigido. Si por ejemplo se define un umbral de selección de 5%, es decir, que las medidas que mitiguen un 5% de los objetivos nacionales de

reducción sean incluidas, se logrará la incorporación de casi la totalidad de las medidas asociadas a la generación eléctrica, pero prácticamente ninguna del sector demanda energética, por lo que ese umbral es insuficiente para obtener una cartera de medidas significativa. Para el caso del trabajo de memoria se consideró un umbral ex-ante de 1%, lo que significa reducciones desde 240.000 toneladas de CO2 el año 2020.

- Alta rentabilidad: Se incluyen medidas que signifiquen ahorros importantes ex-ante, y por consiguiente se consideran altamente rentables. Por ejemplo el Ecodriving, que consiste en capacitación en conducción eficiente y aplicación de medidas de gestión que optimizan el rendimiento de las flotas de vehículos pesados, requieren de inversiones muy pequeñas en relación a los ahorros de combustible generados y las emisiones mitigadas.
- Co-beneficios: Se consideran medidas que tienen una posibilidad importante de ser implementadas, dado que son beneficiosas en otras dimensiones ajenas a las emisiones de GEI, como reducción de emisiones locales o descongestión, por ejemplo la incorporación de nuevas líneas de metro, o la tarificación vial en el centro de Santiago.

Alcance de la evaluación de medidas

Es necesario agregar que existen medidas que no han podido ser evaluadas, ya que no existe información para cuantificar el potencial de mitigación, por ejemplo la incorporación de infraestructura para el uso de la bicicleta en la ciudad. Si bien existen modelos de distribución de cambio modal, para el caso de las bicicletas no se dispone de modelación que permita cuantificar la mitigación de GEI producto del traspaso de viajes de otros medios de transporte hacia las bicicletas³.

Adicionalmente se debe considerar la relación entre el horizonte de evaluación y el tiempo requerido para la ejecución de una medida, por ejemplo la incorporación de centrales nucleares para la generación de electricidad no es factible considerando el horizonte del estudio al año 2020, por los tiempos de construcción y los tiempos asociados a las decisiones políticas que permitan la implementación de esta medida.

En general la evaluación de las medidas seleccionadas está sujeta a un análisis profundo de los sectores donde aplican los efectos de estas. Al ser estos sectores muy diversos, se requiere un conocimiento muy amplio y una investigación sobre muchas áreas. Por esta razón, aunque no limitando la selección de las medidas, sí se limita la profundidad de la evaluación.

El trabajo de memoria contempló una evaluación profunda de las medidas correspondientes al sector transformación, mientras que la evaluación de las medidas del sector de demanda energética queda limitada a aquellas medidas donde se cuente con la información para realizar una estimación seria de costos y reducción de emisiones, categorizando la evaluación de las medidas en:

³ Información entregada por Rubén Triviño, del área de estudio y desarrollo metodológico de la Secretaría de Transporte (SECTRA).

- Evaluaciones tipo I: Donde se cuenta con información bibliográfica validada para el contexto nacional-temporal, y respaldo de opinión experta sobre los supuestos y variables utilizadas.
- Evaluaciones tipo II: Donde se cuenta con información bibliográfica, pero sin una validación específica para Chile, y para el año de evaluación.
- Evaluaciones tipo III: Donde se utilizan los resultados de los estudio de referencia.

En este trabajo se exagera la evaluación tipo III en el sector de industria y minería, donde la profundización del efecto de las medidas de mitigación debe ser estudiada a fondo específicamente sobre la producción nacional, incorporando los desarrollos tecnológicos, las perspectivas productivas, y las tendencias tanto nacionales e internacionales de los sectores aludidos, para obtener oportunidades reales y factibles de opciones futuras de mitigación. Para ello el trabajo de memoria propone el desarrollo de estudios específicos hacia aquellos sectores que necesiten profundización.

1.5.3 Análisis de variables

El enfoque estocástico es una valiosa herramienta en el proceso de toma de decisiones, porque permite generar estimaciones estadísticas válidas para todo tipo de variables, prediciendo los efectos que podrían ocurrir sobre las restantes variables asociadas. Este enfoque posibilita el análisis de sensibilidad, con el cual se puede determinar qué variables contribuyen en mayor medida a la volatilidad de los valores de salida obtenidos, generando un resultado que permite una planificación más eficiente y una mejor identificación de prioridades en el análisis del problema.

La siguiente etapa consiste en analizar las variables que definirán los resultados estocásticos. El objetivo de este paso es obtener proyecciones de las variables estocásticas al año objetivo, y una distribución de probabilidad que indique la volatilidad que dichas variable tendrían, en el caso particular de este trabajo, el año 2020.

Los principales criterios de selección provienen de la relevancia inter-medidas de las variables, es decir del número de medidas que son afectadas por una variable específica; y de la madurez de las tecnologías necesarias para la implementación de las medidas.

- Transversalidad: La transversalidad señala cuantas medidas se ven afectadas por el comportamiento de una variable específica. Variables transversales permiten acotar la volatilidad de los resultados, ya que es posible explicar con menos variables una mayor cantidad de la incertidumbre asociada a la evaluación de las medidas. Las variables más transversales asociadas a cuantificar reducción de emisiones de GEI son los precios de los combustibles. Estos son uno de los principales promotores del calentamiento global y poseen un elevado nivel de incertidumbre sobre el precio futuro impulsado, entre otros motivos, por la disminución de las reservas de combustibles fósiles.

- Madurez tecnológica: El nivel de madurez de las tecnologías es un factor fundamental a la hora de proyectar los costos futuros de estas. Nuevas tecnologías poseen un nivel de incertidumbre muy elevado en su desarrollo futuro frente a otras que ya presentan un nivel de desarrollo e implementación avanzado. Por ejemplo los costos futuros de la nuevas energía renovables no convencionales poseen un alto grado de incertidumbre dado que aún no se implementan masivamente, y los progresos científicos que van de la mano con estas tecnologías están constantemente en desarrollo.

Una vez seleccionadas las variables es requerido analizar las dependencias que existan entre ellas, ya que el comportamiento de una o un grupo de variables puede estar suscrito a otra variable específica. El ejemplo más directo de esto es el precio de los derivados de petróleo, si bien estos son identificados independientemente como variables, es claro que responden al precio del barril de petróleo, luego el comportamiento de cada una de las variables es una función del comportamiento estocástico del precio del petróleo. Luego es posible definir, por ejemplo, el precio del gas licuado de petróleo a través de una regresión de los precios históricos de ambos combustibles.

Otra dependencia importante entre las variables se da cuando una es sustituta de otras, por el ejemplo el precio del gas natural está relacionado al precio del gas licuado ya que ambos son bienes sustitutos, luego es recomendable una estrategia similar al caso de los derivados del petróleo. Sin embargo en ocasiones no es posible encontrar relaciones por la ausencia de datos que permitan comparar las variables, en este caso se imponen correlaciones entre las variables. Por ejemplo, el precio de los biocombustibles es una variable extremadamente compleja de proyectar ya que forman parte de un mercado nuevo, y no es posible predecir con certeza como se comportarán los precios. Pero si podemos decir que como producto sustituto de algunos derivados de petróleo, posiblemente siga las tendencias que siga el diesel o las gasolinas, en este caso se impone, por ejemplo, una correlación del precio del biodiesel con el precio del diesel corriente para su proyección.

La proyección estocástica de las variables posee 2 componentes, una es la proyección en si misma que genera al año de estudio una estimación del valor medio de la variable, y la otra componente es la distribución de probabilidad del valor obtenido.

La primera componente, la proyección del valor medio de la variable, puede ser obtenida de 3 formas:

- A través de proyecciones existentes de organismos de reconocida experiencia o relevancia en el ámbito de la variable a analizar. Por ejemplo, en el caso de este trabajo se recurrió a proyecciones de la Agencia Internacional de Energía (EIA), el Departamento de Energía de EEUU (DOE) entre otras para proyectar el precio del petróleo y el carbón.
- A través de análisis de series históricas por métodos econométricos.
- A través de opinión experta.

La segunda componente asociada a la distribución de probabilidades es más compleja de predecir. Para ello las distribuciones son seleccionadas empíricamente, y requiere identificar en una etapa preliminar algunos tipos de funciones de probabilidad que son atribuibles a ciertos tipos de variables aleatorias según el fenómeno que describen, para luego determinar los valores extremos, requeridos para el análisis de sensibilidad en base a un mix de proyecciones o la aplicación de juicio experto.

Vale mencionar que la distribución de probabilidad se define para el último año de análisis, ya que no nos interesa cubrir fluctuaciones de corto plazo, sino más bien la tendencia de la variable. Luego los valores en los años intermedios son el resultado de la interpolación entre el año base y el último año de estudio. Por consiguiente, los valores en estos años siguen siendo valores semi-aleatorios dependientes del valor de la variable al año final.

Distribución de probabilidad empírica

Las funciones de distribución de probabilidad a menudo surgen desde las propiedades fundamentales de las cantidades que se intenta representar. Por ejemplo, las cantidades formadas a partir de la suma de cantidades inciertas tienden a ser normalmente distribuidas; las cantidades generadas a partir de la multiplicación de cantidades inciertas tienden a ser lognormales; y los eventos que ocurren aleatoriamente en el tiempo conducen a distribuciones poisson y exponenciales. Sin embargo a menudo, las distribuciones son seleccionadas sobre una base empírica, las que proveen una razonable representación de los datos observados.

En la práctica se realizan algunas consideraciones en la asignación de distribuciones de probabilidad sobre aquellas variables que se tiene poca información. Por ejemplo, si no se tiene una serie de datos históricos o que permitan ajustar alguna distribución de probabilidad con un cierto nivel de confianza, se pueden utilizar simplificaciones como las siguientes (Salinas 1994):

- a) Si nada se sabe acerca de la varianza o factor de estudio, excepto su rango, puede usarse una distribución de probabilidad uniforme.
- b) Si se conoce solo el rango y la moda de la variable o factor de estudio, se usa una distribución de probabilidad triangular.
- c) Si los valores de una variable o una fuente de datos de consenso, parecieran tener un rango no restringido de valores posibles y son simétricamente distribuidos alrededor de la moda, se usa una distribución de probabilidad normal.
- d) Si la variable o factor en estudio asume solo valores positivos y los datos sugieren que la distribución de probabilidades podría estar sesgada hacia el extremo menor del rango, se usa una distribución de probabilidad lognormal.
- e) También se realizan algunas consideraciones con respecto a los valores extremos en las distribuciones de probabilidad de las variables, los que comúnmente pueden generar valores irreales en la evaluación, por lo que

se truncan los valores de entrada o variables de entrada del modelo. Por ejemplo, si se quiere minimizar el problema en funciones asintóticas.

Información generada por expertos

Hoy en día, la toma de decisiones se ha apoyado con mayor frecuencia en la información proporcionada por expertos, por ser en general más rápida de obtener y a un menor costo. Desafortunadamente, no siempre es fácil estar seguro de haber entendido exactamente lo que los expertos han dicho; además, si la información proviene de distintos expertos es más difícil aún asegurarse de esto (DIAZ M. 1997).

A menudo existen diferencias de opinión sobre algunas cantidades empíricas inciertas proporcionada por distintos expertos informados, es este caso es común utilizar el enfoque de combinar las opiniones usando pesos relativos. Se puede utilizar una gran variedad de métodos para asignar estos pesos relativos. Ellos pueden ser derivados de ratings hechos por los propios expertos sobre sus opiniones o sobre las del resto de los expertos, o bien pueden ser derivados de la incertidumbre expresada en las mismas distribuciones. También pueden ser asignados directamente por el analista sobre la base de la información acerca del conocimiento relativo, confiabilidad y calibración de los expertos.

Un tomador de decisiones o analista puede considerar la opinión de cada experto como dato, suplementado por cualquier evidencia o juicio acerca de la calidad de los juicios dados por los expertos. Estos datos y evidencias pueden ser usados por el analista para actualizar su propia opinión y llegar a una distribución de probabilidad simple, operando directamente ya sea sobre los pesos relativos, o sobre los resultados después de aplicarlos en un modelo. Así, la distribución final representa el mejor juicio de los analistas basados en los expertos.

Una gran variedad de sofisticadas evaluaciones bayesiana y combinaciones de técnicas han sido usadas para llevar a cabo el análisis de la información proporcionada por expertos. En la práctica, el enfoque bayesiano tiende a ser más difícil de aplicar, ya que requiere juicios completos de la dependencia entre los expertos. Sin duda, un enfoque más simple, compatible con algunas formulaciones bayesianas, es combinar las distribuciones de los expertos usando un promedio ponderado de las densidades de probabilidad de valor entregado (Morgan y Henrion, 1990).

Para este trabajo se condujo una consulta de opinión experta simplificada sobre la base de un experto por área de relevancia de la variable, por ejemplo un experto del área electro-energética para los valores futuros de las tecnologías de generación eléctrica, o un experto en transporte para proyectar los precios de las nuevas tecnologías de vehículos eficientes.

1.5.4 Definición de línea base

La siguiente etapa, requerida para la evaluación de las medidas, es la definición de la línea base. Esto se refiere a definir el comportamiento de los sectores afectados por las medidas de mitigación en un escenario donde no se encausan acciones que eviten los efectos del cambio climático. Luego, el escenario de línea base se define como un escenario sin intervenciones, y consecuentemente las emisiones de este escenario son la base para cuantificar las emisiones reducidas en un escenario de mitigación.

Para asignar una línea base a cada medida es recomendado indagar en estudio específicos sobre los sectores afectados, estos deberían incluir las estrategias políticas nacionales que puedan dar luces de como se comportarían los distintos sectores, de no ser así se propone un análisis adicional de las estrategias nacionales. La línea base de cada medida se incorpora en la ficha de resultados de cada medida.

La línea base de emisiones nacionales deben provenir de una fuente oficial dado que los compromisos están sujetos a fuentes de información oficiales, las cuales le corresponde desarrollar a cada país. Si bien Chile aún no oficializa su línea base, el Ministerio de Energía recientemente ha comenzado las conversaciones para la generación de ésta, en base a los resultados del estudio “Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO₂”, por lo que estos resultados son la mejor aproximación actual a lo que será la línea base oficial de Chile.

1.5.5 Evaluación técnica y económica de las medidas

En esta etapa se desarrollan los cálculos que permiten obtener los costos marginales de mitigación de GEI de las medidas con resultados probabilísticos. El método se origina en un enfoque de costo-efectividad basado en la metodología desarrollada por McKinsey & Company, en el estudio “Pathways to Low-Carbon Economy: Versión 2 of the Global Greenhouse gas Abatement Cost Curve”. Los resultados de este estudio son ampliamente utilizados y la construcción de esta curva como herramienta de priorización de medidas ha servido de referencia para la construcción de curvas de costos de mitigación en al menos una veintena de países.

Dentro de la evaluación económica un modelo ampliamente utilizado es la evaluación costo-efectividad. Ésta indica cuan efectiva es una medida versus los costos necesarios para su aplicación. La curva de abatimiento puede considerarse dentro del enfoque general del análisis costo-efectividad. En efecto, la curva de abatimiento corresponde a la curva de costos de distintas tecnologías/procesos de abatimiento versus su potencial de abatimiento (su efectividad), ordenadas de menor a mayor costo. Una curva de costos de abatimiento se define como un gráfico que indica el costo, usualmente en \$/tCO₂, asociado al abatimiento de emisiones por alguna medida

de mitigación. En ésta se presenta el costo de reducir una tonelada de CO2 equivalente (PROGEA 2010).

El enfoque costo-efectivo podría estar sesgado por el alcance de este trabajo, dado que no se cubren costos transaccionales ni aquellos costos asociados a la generación de instrumentos económicos y regulatorios que catalicen la ejecución de las medidas. Esta componente de los costos queda propuesta para ser incluida en una segunda etapa del trabajo donde se analice y evalúen los efectos económicos y estructurales de los instrumentos.

La mayoría de los costos involucrados están medidos en dólares, sin embargo algunos costos responden a los precios observados en el mercado nacional en pesos chilenos. En este caso se utilizó un tipo de cambio de 500CL\$/US\$, sin embargo un análisis más minucioso debe incorporar una evaluación de las fluctuaciones del tipo de cambio a largo plazo.

Evaluación de costos

Los costos se evalúan como pagos anualizados para el costo de capital y gasto de operación y mantenimiento. Esto quiere decir que se considera un flujo anual constante durante un periodo de años fijo igual a la duración del proyecto o la vida útil del activo. Dicho flujo es la cuota constante de distribuir el valor presente del proyecto en los n años de vida del proyecto/activo.

Luego el costo anualizado es la suma de las inversiones anualizadas y los gastos de operación y mantenimiento anualizados.

$$C = I_{anualizado} + OM_{anualizado}$$

Por su parte la inversión anualizada corresponde al producto entre el valor anualizado de la inversión unitaria incurrida en cada año, y la penetración o números de inversiones que se realizaron durante el mismo año:

$$I_{anualizado} = \sum_{i \in \text{años}} ((VAN(I_i) \cdot FRC) \times P_i)$$

$$FRC = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right]$$

Con

Donde:

I_i : Valor de la inversión unitario el año i .

FRC : Factor de recuperación del capital. La ponderación de un costo por este factor entrega el costo anualizado.

$VAN(I_i) \cdot FRC$: Vector de valores presentes de las inversiones unitarias anualizadas.

- P_i : Penetración de la acción o inversión unitaria el año i .
 r : Tasa de descuento.
 n : Numero de periodos del proyecto, o vida útil del activo.

El cálculo de los gastos de operación y mantenimiento anualizados es similar al caso de la inversión con la salvedad de que cada año de inversión o ejecución genera distintos flujos a lo largo de la vida útil del proyecto:

$$OM_{anualizado} = \sum_{i \in \text{años}} ((VAN(FOM_i) \cdot FRC) \times P)$$

FOM_i : Corresponde a todos los flujos de operación y mantenimiento gatillados por una acción ejecutada en el año i .

En el caso de la evaluación de los centros de transformación esta metodología posee una variante. Ya que cada tecnología posee distinto factor de planta, es decir, puede operar sólo durante un porcentaje de tiempo, y este porcentaje es inherente a cada tecnología.

Luego el costo anualizado de las plantas de generación eléctrica se refiere al costo por unidad energética generada. Además la inversión es única, es decir que la medida se ejecuta completamente con la inversión inicial (aunque la inversión inicial pueda ser distribuida en varios años) por lo que toda la “penetración” de estas medidas suceden al mismo tiempo:

$$I_{anualizado} = \frac{VAN(I_i) \cdot FRC}{AEP}$$

Donde AEP representa la generación anual de energía de la tecnología evaluada, definida por la siguiente fórmula:

$$AEP = (CapacidadKW) \cdot (Factor\ de\ planta\%) \cdot (Horas\ del\ año) \quad [KWh]$$

Para el caso de los gastos de operación y mantenimiento se debe aplicar el mismo criterio, sin embargo la producción eléctrica de las plantas de transformación se considera constante durante la vida útil de la planta, y la O&M es constante a excepción de aquellas centrales que requieran insumos de costo variables (Gas, carbón o petróleo), por lo que de no consumir estos insumos, el gasto de O&M anualizado es directamente el dato de O&M anual.

La elección de la tasa de descuento es muy relevante en la obtención de resultados, para este trabajo se utilizó la tasa de evaluación social del 6%⁴, sin embargo se presentan algunos resultados comparativos bajo una tasa de 10%, esto con el fin de ilustrar el efecto de utilizar una tasa mayor.

⁴ Tasa para evaluación social indicada por MIDEPLAN

Como análisis complementario, y con un enfoque en la etapa final de obtención de resultados, se deben conservar los resultados de las inversiones requeridas por cada medida de forma independiente al análisis completo de costos, esto ya que el diseño de los costos de mitigación no permite distinguir entre inversión y O&M. Dicha distinción es importante ya que es relevante no sólo entregar el costo total de las medidas, sino que también las inversiones necesarias para que dichas medidas sean ejecutadas.

Cálculo de costos de abatimiento

Los costos de abatimiento son definidos como el costo incremental de las medidas comparadas al escenario de línea base, evaluadas como unidades monetarias por cada tonelada de CO₂ equivalente evitada, donde el capital disponible no es considerado una restricción.

Los costos de abatimiento son calculados de acuerdo a la siguiente ecuación. El costo total de una alternativa eficiente de CO₂e incorpora gastos de investigación, costos de operación, y ahorros de costos posibles generados por el uso de la alternativa (especialmente ahorros de energía). Los costos totales no incluyen costos de transacción, costos de comunicación/información, subsidios y costos de CO₂ explícitos, impuestos, o el consecuente impacto en la economía (por ejemplo, empleo o ventajas de tecnologías líderes).

$$\text{Costo de abatimiento} = \frac{\text{Costo con implementación de medida} - \text{Costo de línea base}}{\text{Emisiones con medida} - \text{Emisiones de línea base}}$$

Los cambios de comportamiento son también excluidos de la curva de costo, aunque ellos representen un potencial de reducción adicional. Cambios de comportamiento son impulsados por factores como los precios, la educación pública, campañas de conciencia, tendencias sociales, o cambios de políticas. Por ejemplo un cambio en la tendencia de compra de vehículos eficientes producto de la concientización del cambio climático (MCKINSEY & Co. 2009).

El potencial de abatimiento es definido como la diferencia de volumen entre la línea base de emisiones y las emisiones después que la medida ha sido aplicada, éste es consecuencia de la evaluación técnica del ahorro de emisiones según los factores de emisión señalados por el IPCC (Panel Intergubernamental de las Nacionales Unidas para el Cambio Climático).

Simulación de Montecarlo

El siguiente paso, una vez hecho los cálculos de costos de mitigación es incorporar la incertidumbre al modelo, para ello se realiza una simulación computacional de Montecarlo.

En un ejercicio de simulación, el riesgo y la incertidumbre se representan a través de distribuciones de probabilidad. Estas distribuciones permiten capturar la idea que

cada valor en un rango de resultados posibles tiene su propia probabilidad de ocurrencia. En este sentido, las distribuciones de probabilidad resultan ser una manera más realista de representar la incertidumbre y el riesgo al permitir manejar conjuntamente cientos o miles de escenarios (DIAZ M. 1997).

Las simulaciones han sido ampliamente utilizadas en el contexto de cambio climático. En particular, se han utilizado simulaciones para caracterizar la incertidumbre asociada a costos y beneficios. Sin embargo, muchas de las aplicaciones han sido desarrolladas en un contexto en que la incertidumbre se centra en variables naturales o de impacto físico respecto del cambio climático. Es posible incorporar simulaciones tanto en evaluaciones de mitigación, adaptación o de ambas conjuntamente.

La simulación de Montecarlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y la capacidad de procesamiento de los computadores para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales.

La clave de la simulación de Montecarlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables (inputs del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichos inputs o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento consistente en generar, con la ayuda de un computador, muestras aleatorias (valores concretos) para dichos inputs, y analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces este experimento, se dispone de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual permite entender de mejor forma el funcionamiento del sistema (FAULIN J. [s.a.]).

Las herramientas más populares para la realización de simulaciones de Montecarlo en la aplicación Microsoft Excel, son los softwares Crystal Ball, y @Risk. Para el desarrollo de este trabajo se utilizó la herramienta Crystal Ball dado que se obtuvo acceso sin costo a este software.

1.5.6 Construcción de la curva de costo de abatimiento

Una vez obtenido los costos y potenciales de mitigación de la etapa anterior se procede a la construcción de la curva de abatimiento. Para ello se deben ordenar las medidas crecientemente de acuerdo a los resultados obtenidos de costos de mitigación.

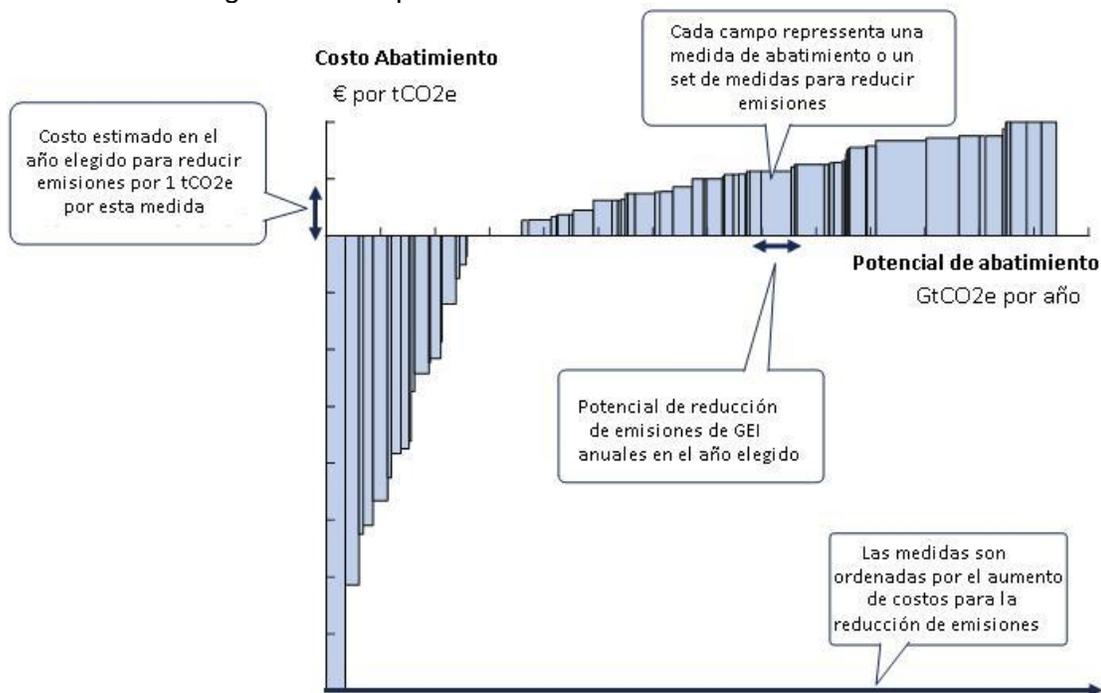
La curva presenta los costos marginales de abatimiento (altura de la barra) y el potencial de reducción (ancho de la barra) de las principales medidas, vale decir, aquellas con los mayores potenciales de reducción. La curva presenta de forma sintética la información relevante para poder evaluar y comparar los efectos de distintas medidas considerando que estas pueden ser agrupadas por sectores.

La altura de cada barra representa el costo promedio de evitar una tonelada métrica de tCO₂e en el año del análisis para cada oportunidad. El costo refleja la

capacidad activa total de esa oportunidad, de este modo es la media ponderada a través de las sub-oportunidades, regiones y años.

El impacto relativo de las medidas técnicas corresponde al potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida, el que se mide a través del impacto de cada medida relativo al escenario base del año objetivo. Su resultado define el ancho de cada barra como se presenta en la figura anterior. Es importante resaltar que cada barra/medida se examina en forma independiente para cuantificar ambas dimensiones.

Figura 2: Principales Dimensiones de la Curva de Costo



Fuente: Global GHG Abatement Cost Curve v2.0

Para asegurar la comparabilidad a través de sectores y fuentes, todas las emisiones y sumideros son medidos en una manera común, usando medidas de CO₂ equivalentes en toneladas métricas (tCO₂e).

Considerada en su conjunto, la curva de costos de abatimiento ilustra el “suministro” de oportunidades de abatimiento independientemente del objetivo de abatimiento. Por definición, el potencial de abatimiento es atribuido al sector en donde la medida de abatimiento es implementada. Por ejemplo, si una medida de abatimiento en un sector de consumo (por ejemplo, iluminación eficiente) reduce el consumo de electricidad, el resultado de la reducción de emisiones en el sector energético es atribuido al sector consumo.

La perspectiva social de la curva de costos de abatimiento permite el uso de esta como una base de datos para discusiones globales sobre qué medidas existen para reducir emisiones de GEI, como comparar las oportunidades de reducción y los costos entre países y sectores, y como discutir que incentivos (por ejemplo, subsidios,

impuestos, y precio CO2) poner en su lugar. Por ejemplo, con este análisis, la siguiente pregunta puede ser hecha y respuesta. “Si un gobierno quiere desarrollar diferentes medidas de reducción, ¿cuántas diferentes medidas para reducir emisiones se pueden ejecutar y cuál es el costo mínimo (para lograr esta reducción de emisiones de una perspectiva social)? (MCKINSEY 2009).

Es importante destacar que no se tiene registro de la aplicación de propagación de incertidumbre a la metodología de curva de costos de abatimiento, por lo que su incorporación no posee un marco metodológico consensuado.

1.5.7 Análisis de resultados

Finalmente se ejecuta un análisis de resultados, este análisis comprende la obtención de la inversión total requerida para el cumplimiento del objetivo nacional de reducción de emisiones, y la obtención del valor presente de la diferencia de los flujos entre la situación base y el escenario de implementación de las medidas de mitigación.

El análisis se realiza independientemente para el sector transformación y demanda dado que la aplicación de las medidas en ambos sectores es diferente. Las medidas del sector demanda son adicionales es decir, la aplicación de una medida no resta merito a otra para su ejecución, sin embargo en el sector transformación las medidas son excluyentes ya que la incorporación de capacidad está limitada por las necesidades de generación.

El resultado de la distribución de probabilidad del valor presente de los flujos para cada medida se obtiene de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$CM_i \cdot PM_i \cdot \sum_{j=0}^{n_i-1} \frac{1}{(1+r)^j}$$

Lo que equivale a

$$VAN(CM_i \cdot PM_i)$$

Donde:

CM_i : Costo de mitigación de la medida i. Es el output estocástico del cálculo de costos y se presenta a través de una distribución de probabilidad.

PM_i : Potencial de mitigación de la medida i al año objetivo (2020).

n_i : Vida útil del proyecto/activo asociado a la medida i.

r : Tasa de descuento.

Este análisis se replica posteriormente diferenciando por entidades inversoras, es decir, separando las medidas de acuerdo a si la inversión (y consecuentes gastos y ahorros operacionales) son efectuados por el Gobierno, Instituciones privadas, o los Hogares. Esto último permite canalizar apropiadamente los esfuerzos para que efectivamente puedan desarrollarse las medidas.

Finalmente se lleva a cabo un análisis de barreras de implementación que afectan principalmente el desarrollo de las energías renovables no convencionales, y la eficiencia energética.

2. MEDIDAS DE MITIGACIÓN

2.1 Análisis y selección de sectores con potencial de mitigación

Antes de evaluar las medidas de mitigación que son relevantes para producir impactos reales en las emisiones de gases de efecto invernadero en el país, es necesario caracterizar las emisiones sectoriales, sus proyecciones, y su impacto relativo sobre el total de emisiones que se generan en Chile. A continuación se describen sectorialmente las emisiones en el periodo 2007-2020, lo que permite profundizar el análisis de medidas de mitigación hacia aquellos sectores que tienen un mayor peso relativo en la generación de gases de efecto invernadero en Chile. Las estimaciones presentadas se basan en los resultados del estudio “Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO₂” (MINENERGÍA 2011).

El principal driver de la proyección de demanda energética es la variación del producto interno bruto nacional. A continuación se presenta el supuesto utilizado en el estudio mencionado para la variación del PIB en el periodo evaluado.

Cuadro 1: Crecimiento económico en modelo de simulación. MINENERGÍA 2011

Año	Crecimiento
2007	4,6
2008	3,7
2009	-1,5
2010	5,4
2011	6,0
2012	5,5
2013	5,0
2014	5,0
2015	5,0
2016	4,0
2017	4,0
2018	4,0
2019	4,0
2020	4,0

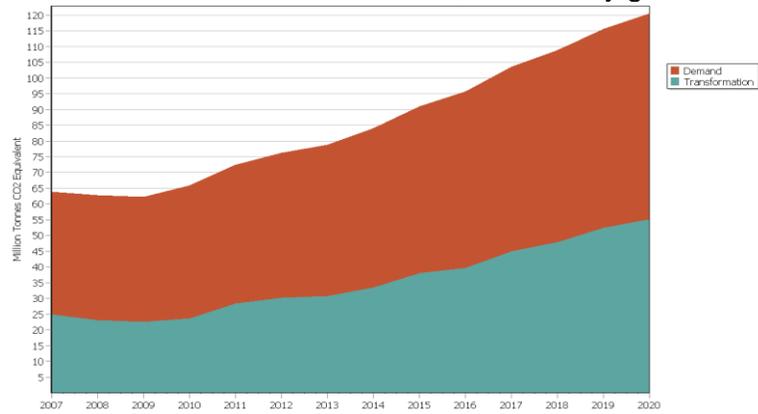
Fuente: Elaboración Propia.

2.1.1 Emisiones Sectoriales

Las emisiones provienen de 2 fuentes principales, estas son Demanda Energética y Generación Eléctrica. Las emisiones por demanda energética no incluyen el efecto producido por el consumo eléctrico, estas son atribuidas al sector generación ya que los GEI generados de esta forma dependen del tipo de fuente de generación eléctrica utilizada, lo que no es identificable bajo el funcionamiento actual de la matriz energética nacional y la legislación vigente.

La siguiente figura muestra la proyección de GEI producidos por las 2 grandes fuentes de emisión.

Figura 3: Proyección de emisiones GEI 2007-2020, demanda y generación eléctrica.



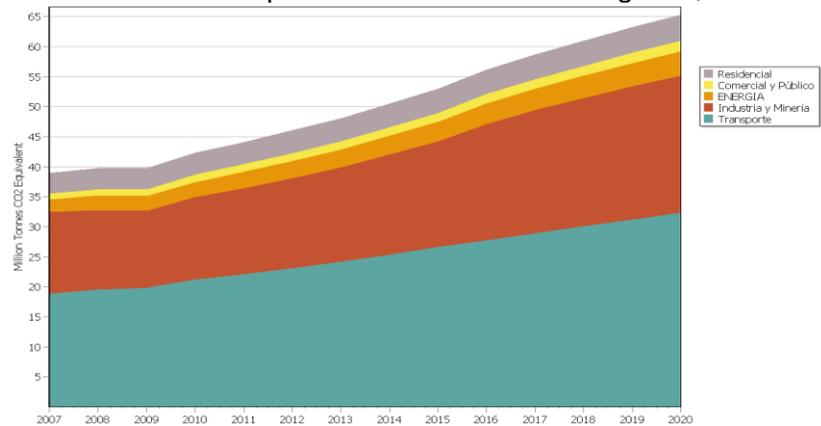
Fuente: Elaboración Propia

La Proyección indica que al año 2020 Chile emitirá un total de 120 toneladas de CO2 equivalente (tCO2e), de las cuales el 54% corresponde a emisiones generadas por demanda energética y el 46% restante por transformación.

Las medidas correspondientes al sector de transformación eléctrica son aquellas que utilizan energías renovables para la generación, o aquellas que mitigan el impacto de las plantas de generación térmica como la tecnología de captura y almacenamiento de carbono, CCS por su sigla en inglés (Carbon Capture and Storage).

A continuación se presenta la generación de emisiones por demanda energética.

Figura 4: Emisiones de GEI producto de demanda energética, 2007-2020



Fuente: Elaboración Propia

Al año 2007 los sectores Transporte y Minería e Industria generaban equitativamente casi el 80 % de las emisiones del país. Al año 2020 la proporción aumentará al 85%, siendo clave un dramático incremento del sector Transporte el que será responsable de casi el 50% de los GEI emitidos. El sector de Industria y Minería generará el 35% de las emisiones mientras que el sector residencial será responsable de casi el 10% de las emisiones.

Estos resultados impulsan una observación más acabada de los 3 sectores responsables de casi el 95% de las emisiones generadas por demanda energética. El sector de industria y minería está dividido como indica la siguiente tabla.

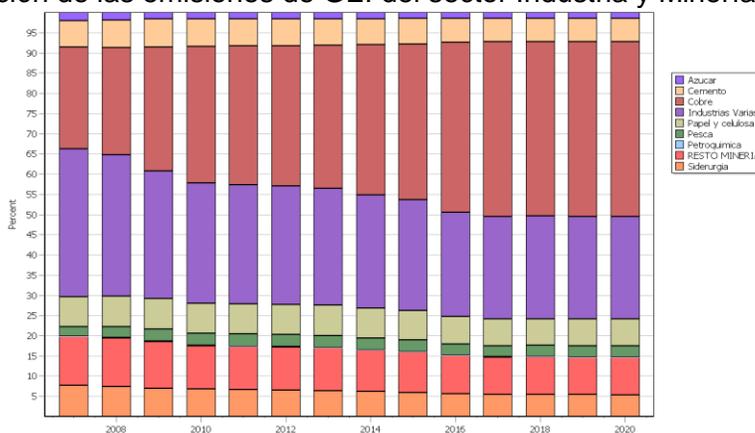
Cuadro 2: Subsectores del Sector Industria y Minería

Industria	Minería
Azúcar	Cobre
Cemento	Resto Minería
Papel y Celulosa	
Pesca	
Petroquímica	
Siderurgia	
Industrias varias	

Fuente: Elaboración Propia

La siguiente figura muestra la distribución porcentual de cada subsector. Claramente se observa un alto impacto del sector minero, el cual pasa de ser responsable del 37% de las emisiones el año 2007 a un 53% el año 2020. Dicho año el sector Cobre será responsable del 80% de las emisiones del sector Minería, lo que equivale al 43% de las emisiones generadas por demanda energética, estos resultados apuntan a la industria del cobre como la que genera mayores oportunidades de reducciones relevantes de gases de efecto invernadero, por lo que es necesario prestarle una atención especial.

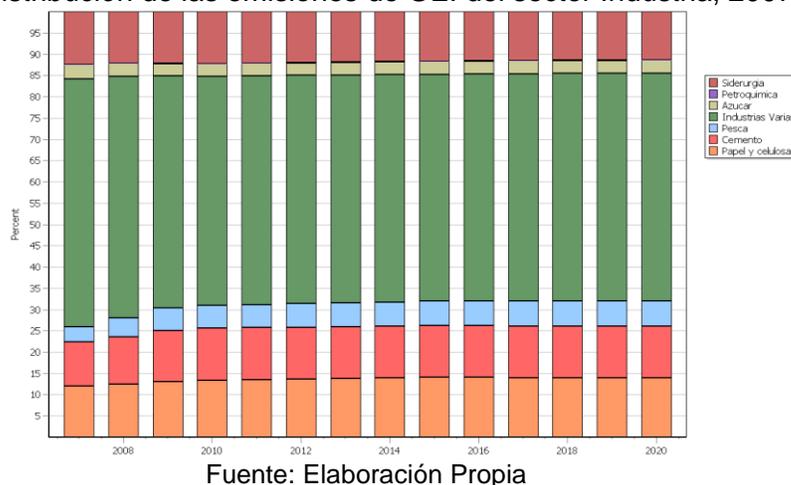
Figura 5: Distribución de las emisiones de GEI del sector Industria y Minería, 2007-2020.



Fuente: Elaboración Propia

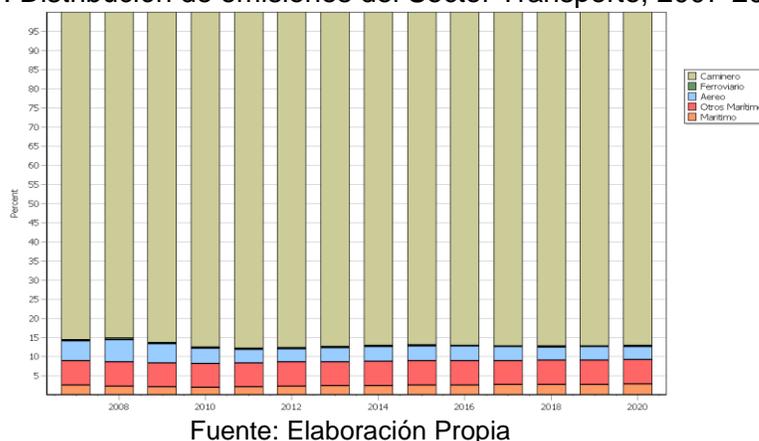
La siguiente figura muestra las emisiones del sector Industria. En ella se observa que el 54% de las emisiones son generadas por el subsector Industrias Varias, esto implica que son necesarias medidas transversales al sector industrial para ver un efecto significativo en el sector. Otros subsectores importantes son Papel y Celulosa (14%), Cemento (12%) y Siderurgia (11%).

Figura 6: Distribución de las emisiones de GEI del sector Industria, 2007-2020.



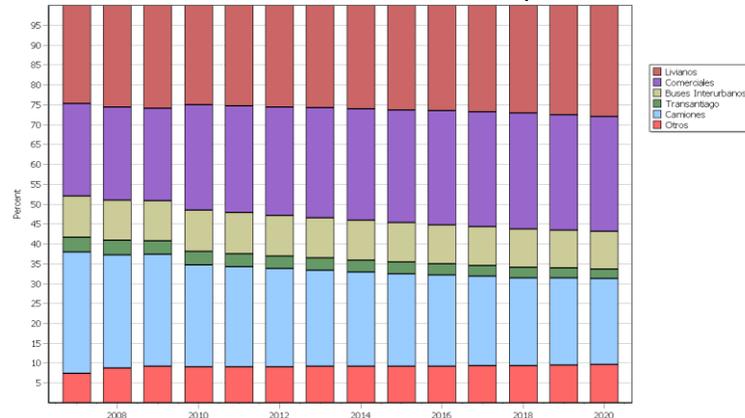
A continuación se presentan la distribución de las proyecciones de emisiones para el sector Transporte. En la siguiente figura se observa que el 86% de las emisiones del sector corresponden al subsector de transporte caminero.

Figura 7: Distribución de emisiones del Sector Transporte, 2007-2020.



Al expandir el subsector de transporte caminero se observa que el 57% de las emisiones son responsables de vehículos livianos de pasajeros y comerciales. Otro subsector importante son los camiones que, aunque disminuyen su participación en las emisiones del sector, generan el 21% de los GEI al año 2020.

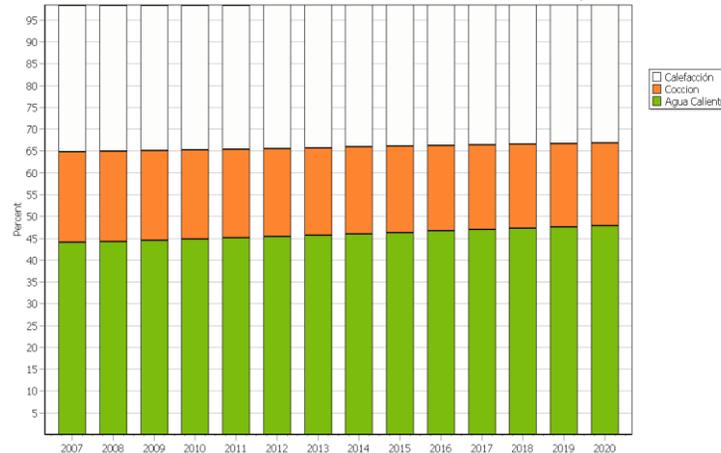
Figura 8: Distribución de emisiones del Subsector Transporte Caminero, 2007-2020.



Fuente: Elaboración Propia

La siguiente figura muestra las emisiones generadas en el sector industrial desagregadas por uso. Se observa claramente que estas son producidas por usos de calor, siendo dominantes los usos para calentamiento de agua y calefacción.

Figura 9: Distribución de emisiones del sector Residencial por usos, 2007-2020.



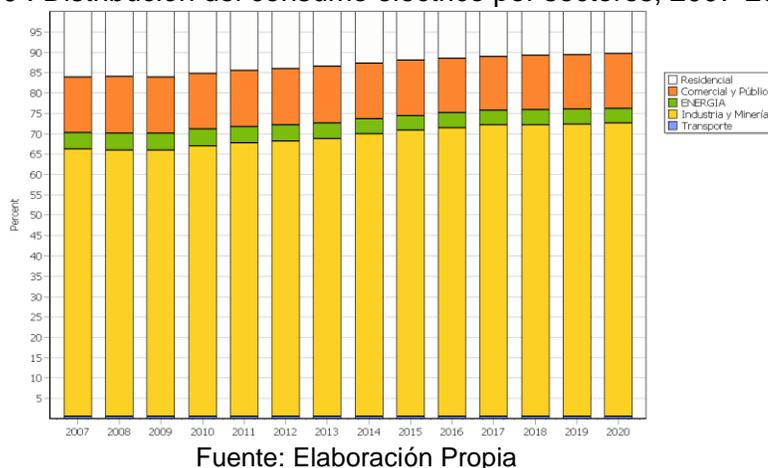
Fuente: Elaboración Propia

2.1.2 Consumo eléctrico

A continuación se presenta el consumo eléctrico de la demanda. Si bien el uso de electricidad no genera emisiones directamente en la demanda, si lo hace en el proceso de transformación por lo que puede ser una importante fuente de reducción de emisiones.

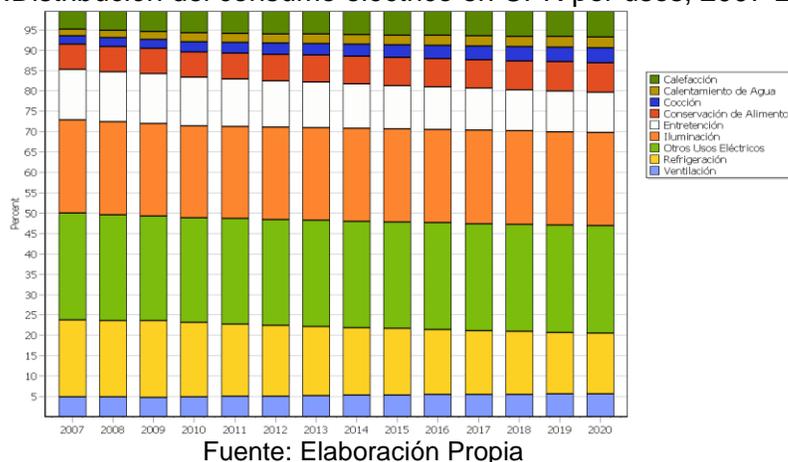
El año 2020 el 72% del consumo eléctrico (70.9 TWh) irá a la Industria y Minería, y el 24% (23.4 TWh) será consumido por los sectores Residencial, Comercial y Público.

Figura 10 : Distribución del consumo eléctrico por sectores, 2007-2020.



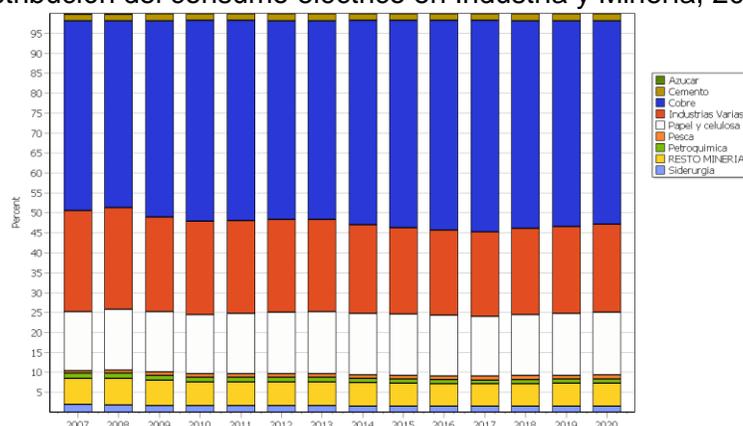
La siguiente figura muestra la desagregación del consumo eléctrico por usos en los sectores Comercial, Público y Residencial (CPR de ahora en adelante). Se observa que la principal fuente de consumo es la Iluminación con un 23% del consumo eléctrico, seguido por Refrigeración (15%) y Entretención (10%).

Figura 11: Distribución del consumo eléctrico en CPR por usos, 2007-2020.



La siguiente figura muestra el consumo eléctrico desagregado del sector Industria y Minería. Claramente se ve una alta intensidad en el subsector cobre que es responsable del 50% del consumo eléctrico al año 2020. Además destaca una importante participación del subsector Papel y Celulosa el que llega a consumir el 16% del total del sector, lo que equivale al 36% del subsector Industria.

Figura 12: Distribución del consumo eléctrico en Industria y Minería, 2007-2020.



Fuente: Elaboración Propia

2.1.3 Selección de sectores prioritarios

Dados los resultados, se seleccionan los sectores prioritarios sobre los cuales se focalizarán las medidas. La selección se basa en la relevancia respecto al consumo energético y de emisiones, para ello se impone que las emisiones generadas por cada sector sean iguales o superiores al 1,5% de las emisiones nacionales. Luego, los sectores que representan la mayoría del consumo energético y las emisiones se enlistan en el siguiente cuadro.

Cuadro 3: Sectores prioritarios de implementación de medidas de mitigación en la demanda final, valores del año 2020.

Sectores prioritarios		Demanda eléctrica %	Emisiones GEI no eléctricas %
Transporte	Vehículos livianos	-	24,2
	Transporte de carga	-	9,2
CPR	Iluminación	5,5	-
	Calefacción	1,5	3,8
	Agua caliente	0,7	5,1
	Refrigeración	5,3	-
Industria y Minería	Cobre	36,6	14,9
	Papel y Celulosa	11,4	2,3
	Cemento	1,3	2,0
	Siderurgia	1,1	1,9
	Ind. Varias (Trans.)	15,9	8,4
Total		76,9	71,7

Fuente: Elaboración Propia

Considerando que al año 2020 el 46%⁵ de las emisiones corresponden al sector de transformación, y el resto al sector de demanda, se concluye que los sectores seleccionados representan el 74,1% de las emisiones totales del país.

⁵ Indicado bajo la figura 3, (MINENERGIA 2011)

2.2 Medidas de mitigación

Se evalúan las medidas de mitigación de los estudios anteriores haciendo hincapié en los sectores que presentan una mayor importancia en relación a las emisiones generadas y el consumo energético señalados en el capítulo anterior.

Los estudios que presentan dichas medidas son:

- “Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción”, PROGEA 2008.
- “Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía”, POCH 2010 para CONAMA.
- “Estudio de Usos Finales y Curva de Oferta de la Conservación de la Energía en el Sector Residencial”, CDT 2010, para el Ministerio de Energía.

2.2.1 Centros de transformación

Las medidas de mitigación correspondientes al sector de transformación son aquellas que utilizan energías renovables como fuente de generación, junto a aquellas que utilizan nuevas tecnologías para mitigar el impacto ambiental de las plantas de generación térmicas (CCS).

El objetivo de estas medidas es reducir la dependencia de combustibles fósiles de la matriz energética nacional, reduciendo así las emisiones de GEI del sector.

Las medidas a evaluar son:

- Instalación de capacidad de centrales hidráulicas de pasada sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Instalación de capacidad de centrales hidráulicas de embalse sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Instalación de capacidad de centrales geotérmicas sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Instalación de capacidad de centrales a biomasa sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Instalación de capacidad de centrales eólicas sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Instalación de capacidad de centrales solares fotovoltaicas sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Instalación de capacidad de centrales solares de concentración (CSP) sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Instalación de capacidad de centrales de energía mareomotriz sustituyendo nuevas centrales térmicas a carbón.
- Ejecución del proyecto de generación hídrica Hidroaysén.
- Instalación de Sistemas de Captura de Carbono en centrales térmicas en base a carbón (CCS).

Se excluyó la evaluación de capacidad nuclear ya que por plazos de construcción, y plazos políticos necesarios para que se ejecute un proyecto de esta naturaleza, no sería posible la implementación de esta medida con resultados al año 2020.

2.2.2 Demanda

Las medidas de mitigación de GEI de la demanda energética se presentan sectorialmente con el objeto de desarrollar con mayor intensidad medidas en los sectores que representen un mayor nivel de emisiones de GEI.

Transporte

La siguiente tabla muestra las medidas de mitigación del sector transporte.

Cuadro 4: Medidas de mitigación sector Transporte.

Actividad	Tecnología/Medida	Descripción
Vehículos livianos	Cambio modal producto de la construcción de nuevos kilómetros de metros	Construcción de kilómetros adicionales de metro. La reducción de emisiones se relaciona con el traspaso de usuarios de vehículos particulares (gasolina) a la red de metro aumentando la cantidad de pasajeros transportados por viaje.
Vehículos livianos	Vehículos híbridos e híbridos Plug-in para renovación del parque.	Renovación de vehículos convencionales (gasolina) por vehículos híbridos e híbridos Plug-in. La reducción de emisiones de GEI se relaciona con el mejor rendimiento de los automóviles híbridos.
Vehículos livianos	Tarifación vial	Consiste en el cobro de peaje para el ingreso de vehículos livianos al centro de Santiago, lo que genera un traspaso de usuarios de vehículos livianos al sistema público de transporte.
Transversal	Conducción eficiente (Ecodriving)	Capacitación a los conductores de vehículos livianos, buses, taxis colectivos y camiones en mejores prácticas de conducción (Eco Driving) disminuyendo el consumo de combustible utilizado y por lo tanto las emisiones de CO2 asociadas.
Transversal	Uso de biocombustibles	Utilización de un porcentaje de biocombustibles (biodiesel) como reemplazo del diesel.
Camiones interurbanos	Renovación parque de camiones de carga	Renovación de camiones con una antigüedad mayor a 25 años por camiones nuevos con mejores rendimientos para reducir consumo de diesel y las emisiones de GEI asociadas.
Camiones interurbanos	Mejoras Aerodinámicas	Implementación de equipamiento aerodinámico para mejorar el rendimiento de combustible (diesel) en camiones interurbanos.
Camiones interurbanos	Asistencia Técnica	Implementación de medidas de asistencia técnica como gestión de flota y planificación de rutas optimizando el consumo de combustible en el sector.

Fuente: Elaboración Propia

CPR

La siguiente tabla muestra las medidas de mitigación del sector Comercial, Público y Residencial.

Cuadro 5: Medidas de mitigación sector CPR.

Actividad	Tecnología/Medida	Descripción
Consumo eléctrico de equipos	Electrodomésticos eficientes	Se considera el establecimiento de normas de desempeño de eficiencia energética mínimas (MEPS: Minimum Energy Performance Standards) que se establecen por la autoridad.
Consumo eléctrico de equipos	Eficiencia en comercio y sector público	Promoción de eficiencia energética en los sectores comercial y público. Criterios de EE en obras públicas, norma de alumbrado público, luminarias alumbrado público y recambio de ampolletas.
Consumo eléctrico de equipos	Recambio de refrigeradores convencionales por eficientes	Recambio de refrigeradores convencionales (clase B) por refrigeradores eficientes para reducir el consumo eléctrico en las viviendas.
Consumo eléctrico de equipos.	Reducción de pérdidas en stand-by	Reducción de pérdidas en stand-by de equipos eléctricos. Reducción de emisiones por disminución del consumo eléctrico de las viviendas.
Demanda energética de viviendas	Mejoras de aislación térmica	Mejora de la aislación térmica de viviendas tanto en muros, pisos, cielos y ventanas. La medida reduce la utilización de GLP y GN para calefacción en viviendas.
Demanda energética de viviendas	Calderas de Condensación	Reemplazo de calderas convencionales a GLP y GN por calderas de condensación más eficientes. La reducción de GEI se asocia a la disminución en el consumo de combustible fósil.
Iluminación	Recambio de ampolletas incandescentes	Recambio de ampolletas incandescentes por tecnología eficiente (CFL y LED) para reducir consumos eléctricos.
Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Colectores Solares	Implementación de colectores solares en viviendas para agua caliente sanitaria (ACS). La medida reemplaza la utilización de GLP y GN para calefacción en viviendas.
Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Duchas eficientes	Cambio de duchas tradicionales por duchas eficientes para reducir los consumos de agua y el consecuente gasto asociado al bombeo.

Fuente: Elaboración Propia

Industria y Minería

La siguiente tabla muestra las principales medidas de mitigación identificadas en el sector Industria y Minería.

Cuadro 6: Medidas de mitigación sector Industria y Minería.

Subsector	Proceso	Tecnología/Medida	Descripción
Cobre	Molienda y concentración. Proceso pirometalúrgico.	Chancadoras de rodillos de alta presión	Las chancadoras de rodillos de alta presión (HPGR) son equipos utilizados en la molienda y pretenden reemplazar a los molinos SAG por tener un consumo energético considerablemente menor por tonelada procesada. Las chancadoras HPGR Consisten en dos rodillos (uno fijo y el otro con movimiento horizontal), los cuales giran en dirección contraria, moliendo el material que pasa entre ellos.
Cobre	Proceso hidrometalúrgico (LX/SX/EW)	Colectores solares parabólicos y bombas de calor para ajuste de temperatura de electrolito y otros aportes de calor a fluidos en el proceso LX/SX/EV	Implementación de colectores solares parabólicos y bombas de calor para aportes de calor a fluidos en el proceso. La medida reemplaza el uso de petróleo.
Papel y Celulosa		Sistemas de cogeneración eficientes	Sistemas de cogeneración eficientes para la producción de vapor, agua caliente, y electricidad por medio de la quema de licores, cortezas, y otros desechos de la madera.
Cemento		Hornos de proceso seco	Los nuevos hornos de proceso seco son más eficientes que los del proceso húmedo ya que no se requiere energía adicional para eliminar la humedad.
Cemento		Cambio de combustible de hornos	Reemplazo de un % del petcoke por desechos forestales y agrícolas, tecnología que no requiere de modificaciones al proceso y disminuye los costos de operación y las emisiones de GEI.
Siderurgia		Tecnologías de recuperación de calor	Se pueden obtener más ganancias de eficiencia mediante el precalentamiento de desechos, el mejor uso del carbón y el oxígeno, y el reciclaje del coque en hornos
Transversal		Recambio de motores	Eficiencia energética por reemplazo a motores eficientes.

Fuente: Elaboración Propia

2.3 Selección de variables

En esta sección se indican las variables estocásticas a sensibilizar, estas condicionan los resultados de los costos y los potenciales de mitigación de las medidas generando incertidumbre. Su selección se hace de acuerdo al efecto que tienen sobre los cálculos de cada medida e, idealmente de forma transversal a varias medidas con el fin de acotar la varianza de los resultados.

2.3.1 Transformación

Las variables estocásticas del sector transformación son básicamente los costos de las tecnologías de generación y el precio del carbón.

- **Costos de las tecnologías:** Las tecnologías de generación eléctrica en base a energías renovables se encuentran en una etapa de maduración, si bien algunas tecnologías como la eólica ya han logrado reducir considerablemente sus costos por economías de escala en la producción o los insumos, otras se encuentran aún en etapa de desarrollo por lo que los costos futuros son complejos de cuantificar con precisión.
- **Precio del carbón:** El precio futuro de los combustibles siempre está sujeto a algún grado de volatilidad por las condiciones intrínsecas del mercado internacional. En el caso de la transformación, las nuevas tecnologías reemplazarán el uso del carbón por lo que esta variable genera incertidumbre en los ahorros.

2.3.2 Demanda

Las variables estocásticas de la demanda están dadas por los precios de los combustibles a reemplazar, los costos de las tecnologías a aplicar, y por la penetración que logren las medidas.

- **Precio del gas licuado:** Este combustible se utiliza en calefacción y agua caliente sanitaria de sector CPR.
- **Precio del gas natural:** Este combustible se utiliza en calefacción y agua caliente sanitaria de sector CPR.
- **Precio del petróleo diesel:** Este combustible se utiliza en el proceso productivo del cobre y transversalmente en usos motrices del sector de industria y minería, adicionalmente es el combustible usado en buses, vehículos de carga y en un porcentaje de los vehículos livianos del sector de transporte.
- **Precio de la gasolina:** Este combustible se utiliza en un porcentaje del parque de vehículos livianos del sector transporte.
- **Precio de biocombustibles:** Este combustible reemplazará el consumo de diesel y gasolina en el sector transporte.
- **Costos de las tecnologías:** Varias de las tecnologías se encuentran en etapa de maduración, a continuación se listan las tecnologías en las cuales se consideran distribuciones aleatorias de los costos dado su bajo nivel de maduración o bajas economías de escala.
 - Sector Transporte

- Vehículos híbridos y eléctricos.
- Sector CPR
 - Colectores solares de agua caliente sanitaria

Finalmente el precio de la electricidad es considerado estocástico.

3. ANÁLISIS DE VARIABLES Y DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

3.1 Dependencias entre variables

Ya seleccionadas las variables estocásticas, se procede a estudiar la dependencia entre ellas con el fin de acotar la volatilidad de los resultados agregados. La selección de las dependencias estudiadas se realiza en base al conocimiento empírico de la relación que se da entre las variables, de esta forma se estudió la correlación existente entre los precios de los combustibles observados por los consumidores en el mercado nacional, y su relación con el precio internacional del petróleo.

Sobre la base de la serie de precios medios nominales mensuales de los combustibles, publicados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) desde el año 2002 hasta abril del año 2011⁶, y el promedio del precios BRENT y WTI del barril de petróleo en el mismo periodo, se obtienen las correlaciones presentadas en la siguiente tabla.

Cuadro 7: Correlación entre precio de los combustibles, 2002-2011.

	Gasolina \$/Lt	Diesel \$/Lt	GLP \$/Kg	GN \$/m3	Petróleo US\$/m3
Gasolina \$/Lt	1				
Diesel \$/Lt	0.941	1			
GLP \$/Kg	0.941	0.969	1		
GN \$/m3	0.877	0.928	0.974	1	
Petróleo US\$/m3	0.907	0.949	0.937	0.912	1

Fuente: Elaboración propia

Con estos valores se estiman dependencias directas entre el precio nacional de los derivados de petróleo. Como se observa en la tabla, la mayor correlación entre los derivados y el petróleo se obtiene para el caso del diesel, la mayor correlación de la gasolina se obtiene con el gas licuado y el diesel por igual. Idénticamente la variable independiente para el precio del gas licuado es el diesel, y finalmente, como producto sustituto, y dada la alta correlación, el precio del gas natural se evalúa como dependiente del precio del gas licuado.

⁶ El precio utilizado para la gasolina es el promedio de los precios de la gasolina de 93, 95, y 97 octanos.

Con esta información se obtienen, a través de regresiones lineales, los precios de los combustibles con los coeficientes presentados en la siguiente tabla.

Cuadro 8: Resultado de la regresión lineal entre el precio de los combustibles.

Y	X	a	b	R ²
Diesel (US\$/litro)	Petróleo (US\$/Bbl)	0.19407	0.00924	0.90144
Gasolina (US\$/litro)	Diesel (US\$/litro)	0.25574	1.00900	0.89312
GLP (US\$/Kg)	Diesel (US\$/litro)	0.16230	1.51233	0.93815
GN (US\$/m3)	GLP (US\$/Kg)	-0.10791	0.75731	0.94862

Fuente: Elaboración propia

3.2 Proyección de precios de combustibles

Para las proyecciones del precio del petróleo se consideraron las siguientes fuentes de información:

- DOE/EIA: Departamento de Energía y la Agencia de Información de Energía de EEUU, pronósticos realizados en diciembre de 2009, Precios nominales (2009 US\$).
- AJM: AJM Petroleum Consultants, Canadá. Pronósticos realizados en junio de 2010. Precios reales, supone inflación de 2% anual.
- GLJ: GLJ Petroleum Consultants, Canadá. Pronósticos realizados en abril de 2010. Precios reales, supone inflación de 2% anual.
- CNE: Comisión Nacional de Energía, Chile. Pronósticos realizados en junio de 2010.

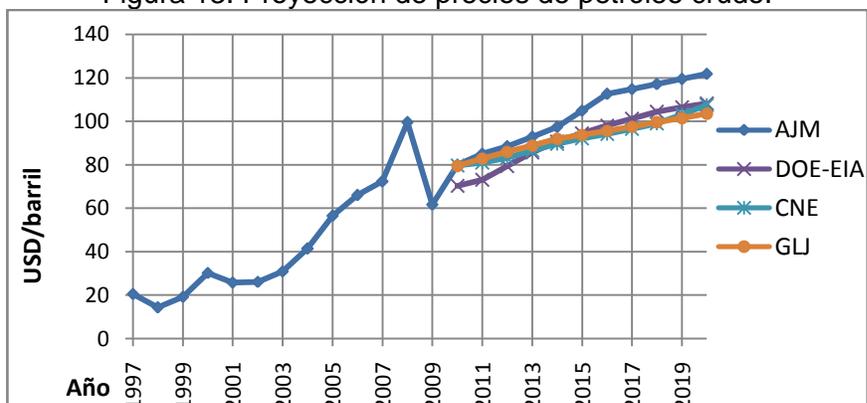
En base a esta información se proyecta el precio del petróleo, el que consecuentemente con el resultado de la relación del precio con sus derivados permite proyectar el precio de todos sus derivados y el gas natural.

Vale mencionar que las distribuciones de probabilidad se definen para el último año de análisis, ya que no nos interesa cubrir fluctuaciones de corto plazo, sino más bien la tendencia de la variable. Luego los valores en los años intermedios son el resultado de la interpolación entre el año base y el último año de estudio. Por consiguiente, los valores en estos años siguen siendo valores semi-aleatorios dependientes del valor de la variable al año final.

Proyección de precios de petróleo crudo

La siguiente figura muestra la proyección de precios de petróleo crudo en US\$/barril, para este caso se comparan valores proporcionados por cinco fuentes. En general, para casi todas, es identificable una tendencia a excepción de los valores presentados por el Banco Mundial, que resulta ser un pronóstico optimista sobre el comportamiento de los precios del crudo a futuro en relación a las otras estimaciones.

Figura 13: Proyección de precios de petróleo crudo.

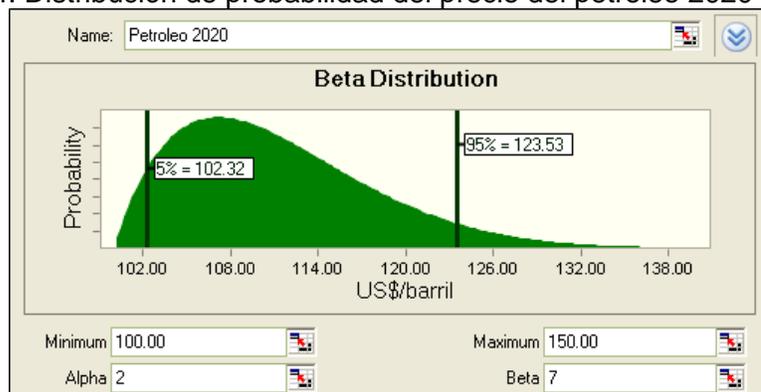


Fuente: Elaboración Propia

La tendencia general muestra que para el año 2020 se estima un valor del barril de petróleo crudo en torno a los US\$ 107 por barril. Así mismo, se observa que la banda más confiable sobre la cual se pueden realizar las proyecciones es aquella acotada a US\$ 122 por barril en 2020 y un mínimo de US\$ 103 por barril.

Con esta información se construye la distribución de probabilidad que define el precio del barril de petróleo al año 2020. Se utiliza una distribución beta con los parámetros definidos en la figura, ya que esta distribución permite simular el rango de precios pronosticado incluyendo la probabilidad de un incremento aun superior en el precio debido a la disminución de las reservas de crudo (Cola superior). Se construye la distribución considerando que con un 90% de confianza el precio del barril de petróleo se encuentre entre US\$ 103 y US\$ 122.

Figura 14: Distribución de probabilidad del precio del petroleo 2020 US\$/Barril



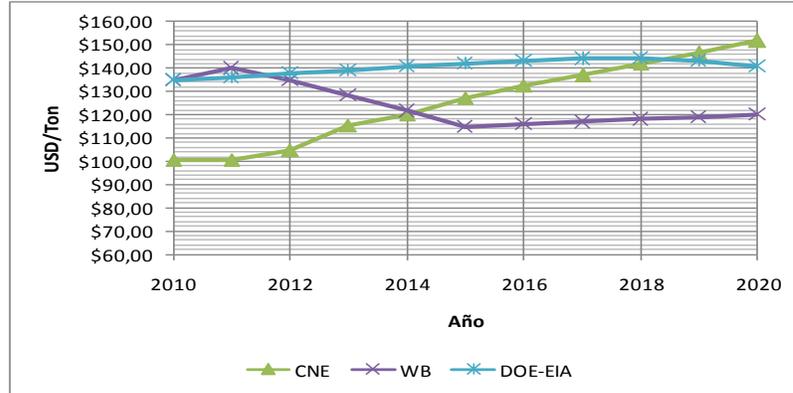
Fuente: Elaboración Propia

Proyección de precios de carbón

La figura 15 muestra la evolución esperada de los precios de la tonelada de carbón térmico puesto en cancha. La proyección de precios del carbón sólo cuenta con tres fuentes. De acuerdo a las mismas, los valores esperados por tonelada de carbón térmico puesto en cancha oscilan en torno a los US\$ 140.

La comparación de los precios históricos internacionales versus el precio de la tonelada de carbón puesto en cancha en la zona central (Comisión Nacional de Energía, CNE), permite identificar un factor promedio que pondera el precio internacional entregando el precio de la tonelada puesta en cancha en la zona central .

Figura 15: Proyección de precios de tonelada de carbón térmico puesto en cancha.

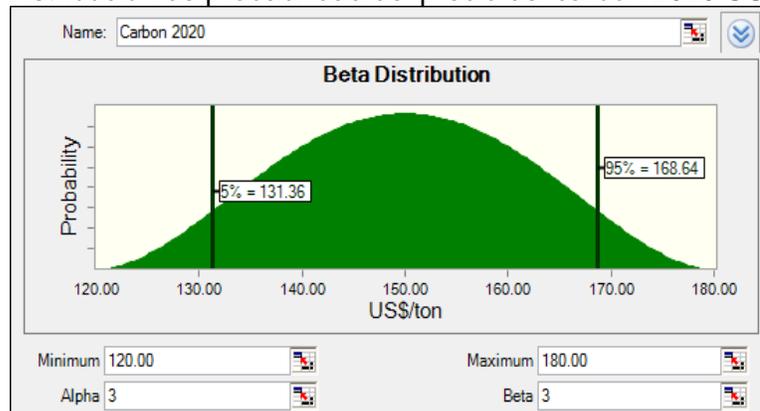


Fuente: GTZ 2010

Con esta información la distribución de probabilidad queda definida por un precio al año 2020 en torno a los 150 US\$/ton, la banda más confiable sobre la cual se pueden realizar las proyecciones es aquella acotada a US\$ 130 y un US\$ 170 por tonelada.

Aunque la simetría de la proyección propone la utilización de una distribución normalmente distribuida, el efecto de las colas se considera indeseado ya que amplifica la varianza por sobre la proyección de los precios. Para cubrir este defecto se utiliza una distribución beta simétrica imponiendo que con un 90% de probabilidades el precio se encuentre entre los US\$ 130 y US\$ 170 por tonelada.

Figura 16: Distribución de probabilidad del precio del carbón 2020 US\$/BarrilTon.



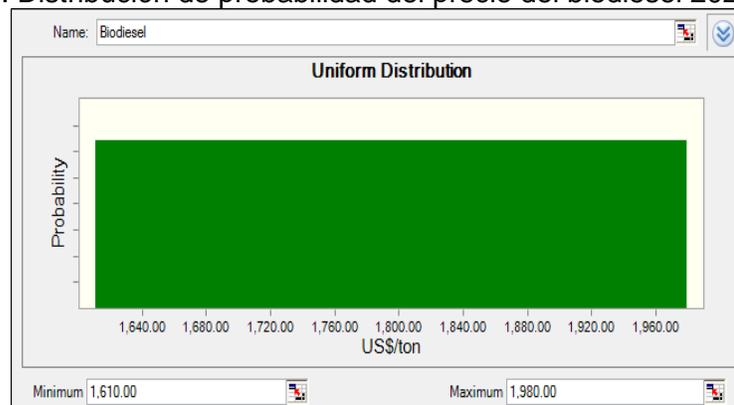
Fuente: Elaboración Propia

Proyección de precios de los biocombustibles

En los últimos años, los biocombustibles líquidos adquirieron una importancia creciente a escala global, con una particular participación en el sector del transporte. La estimación actual de la contribución mundial es del 2% del consumo, con 10% de biodiesel y 90% de etanol. Esta difusión responde a factores económicos, ambientales y políticos, dado que su uso reduce los niveles de contaminación. A pesar de esto, el mercado aún se encuentra en una etapa de maduración, la cantidad de países exportadores es menor y está liderada por la exportación de biocombustible argentino a la UE.

Por esta razón no es posible realizar proyecciones relativamente asertivas de la evolución del precio. Si bien se sabe que el precio de exportación promedio del biodiesel argentino durante Marzo del 2011 fue de 1280 US\$/ton⁷, aún no hay precisión sobre que comportamiento tendrán estos valores. Con esta información se define una distribución de probabilidad uniforme centrada en el precio actual amplificado en un 40% y con una volatilidad de 10%.

Figura 17: Distribución de probabilidad del precio del biodiesel 2020 US\$/ton.



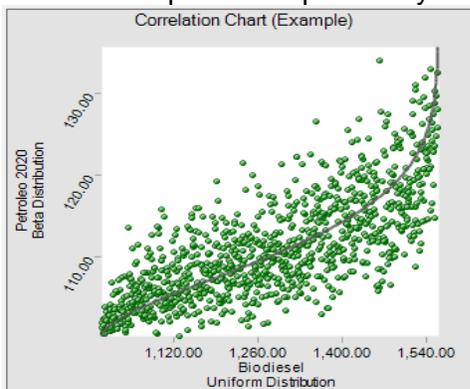
Fuente: Elaboración Propia

Como se mencionó, es difícil precisar el comportamiento futuro del precio de los biocombustibles, pero si se puede inferir que la variación del precio estará correlacionada con el precio de los combustibles fósiles por ser productos sustitutos, por esta razón se asignó una correlación entre el precio del biocombustible y el precio del petróleo. La definición de dicha correlación es arbitraria ya que no se puede precisar la dependencia futura entre estas variables, pero si se puede suponer que seguirán tendencias similares. Con este razonamiento se asignó una correlación arbitraria de 0.75 entre ambas variables.

La siguiente figura muestra un ejemplo del comportamiento entre variables con la correlación señalada.

⁷ FOB Santa Fe, Argentina.

Figura 18: Ejemplo de la relación entre el precio del petróleo y los biocombustibles. Corr. 0.75.

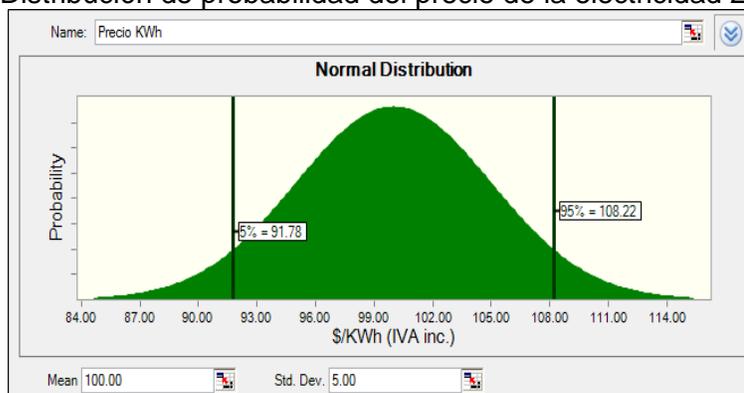


Fuente: Elaboración Propia

Proyección de precios de la electricidad

El comportamiento de los precios de la electricidad es muy errático y depende directamente de las incorporaciones y las salidas de proyectos de la matriz energética, así como de condiciones pluviométricas, y precios de energéticos. Si bien los últimos años se han observado alzas en el valor pagado por lo usuarios, esto no implica una tendencia a mediano plazo en esta dirección. Dadas estas condiciones, el valor de la electricidad se consideró una aproximación del precio actual (100 \$/KWh IVA incluido)⁸ y se distribuyó normalmente con una desviación del 5%.

Figura 19: Distribución de probabilidad del precio de la electricidad 2020 \$/KWh.



Fuente: Elaboración Propia

3.3 Proyección de costos de las tecnologías

Muchas de las tecnologías asociadas a medidas de mitigación son relativamente nuevas. Algunas ya han conseguido una penetración notoria en algunos mercados como las turbinas eólicas en España, Alemania, China o EEUU, lo que ha reducido sus costos enormemente en los últimos años. Otras tecnologías recién comienzan a introducirse en los mercado como la tecnología de paneles de concentración solar, los sistemas de captura y almacenamiento de carbono, o los vehículos 100% eléctricos

⁸ www.chilectra.cl

(ZEV, zero emission vehicle), y que se espera tenga reducciones importantes en sus costos en los próximos años.

Transformación

La incertidumbre sobre la evolución de los costos es una barrera de inversión fundamental que complica la planificación energética, si bien existen proyecciones de estos, generalmente la proyección resultante es una función de la penetración de la misma tecnología en el mercado por lo que pronosticar precios de corto y mediano plazo para un año particular es aún más complejo. Sin embargo es posible encontrar proyecciones de largo plazo como la que entrega la Agencia Internacional de Energía (IEA) cada 2 años. En base a estos valores y al juicio experto de Guillermo Jiménez, Ph.D. en Ingeniería Eléctrica e investigador del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile se establecen las distribuciones de probabilidad y los valores medios de los precios de las tecnologías asociadas a transformación eléctrica.

El siguiente cuadro muestra el precio actual de las tecnologías y el precio esperado al año 2020. Se definen las distribuciones de probabilidad de las tecnologías maduras como distribuciones triangulares ya que permite acotar precisamente el rango de variación del precio (mínimo y máximo), dada una moda conocida. Las tecnologías en maduración son representadas con una distribución mínima extrema ya que concentra las probabilidades en torno a la moda, pero presenta una cola extendida hacia los menores valores lo que representa la probabilidad de que la tecnología tenga una maduración acelerada producto de una fuerte penetración en los mercados. Bajo esta distribución los valores mínimos y máximos indicados en la tabla representan los percentiles 5% y 95%

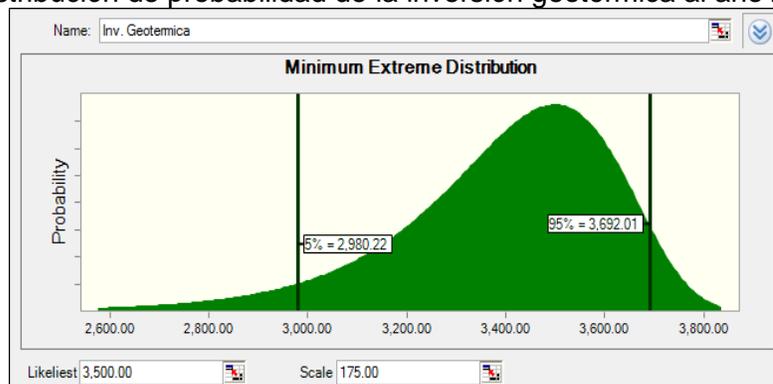
Cuadro 9: Parametros de prospectiva del costo de inversión de tecnologías de generacion electrica al año 2020.

Tecnología	Costo Inv. 2010 US\$/KW	Costo Inv. 2020 US\$/KW	Min.	Max.	Distribución
Carbón	2100	2000	1900	2100	Triangular
Mini Hidráulica	3000	2500	2300	2700	Triangular
Geotérmica	3600	3400	3100	3500	Min. Extremo
Biomasa	2700	2500	2300	2700	Triangular
Eólica	2200	1600	1370	1700	Min. Extremo
Solar CSP	6200	4800	4300	5000	Min. Extremo
Solar PV	4000	2700	2400	2800	Min. Extremo
Mareomotriz	5000	3000	2550	3170	Min. Extremo
CCS*	3200	3000	2500	3200	Min. Extremo
Embalse	2000	1900	1800	2000	Triangular
HidroAysén	1700	1700	1700	1700	-

Fuente: Elaboración Propia

La siguiente figura muestra la distribución de probabilidad de la inversión en geotermia al año 2020 a modo de ejemplo de la distribución de probabilidad mínima extrema.

Figura 20: Distribución de probabilidad de la inversión geotérmica al año 2020 US\$/KW.



Fuente: Elaboración Propia

Vehículos eficientes

Otra tecnología inmadura que ya ha comenzado su comercialización son los vehículos de bajas o cero emisiones, y la principal incertidumbre está dada por la evolución del precio de baterías de ion-litio. Se espera que el costo de las baterías se reduzca a un tercio al año 2020 (CE-FCFM 2010), lo que reduciría fuertemente los costos de los vehículos eléctricos.

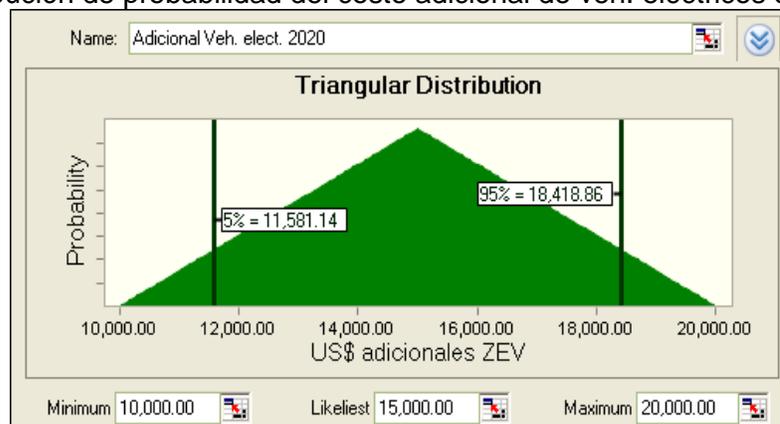
Hoy los precios en el mercado nacional de vehículos híbridos superan en 5.000 US\$ a su equivalente convencional, lo que representa un costo adicional de 20%, mientras que para los vehículos 100% eléctricos el incremento en el costo es de 30.000 US\$ lo que equivale a más de 100% del valor de un vehículo convencional⁹.

Para la proyección de los precios de estos vehículos al año 2020 se consideró que el costo incremental de los vehículos híbridos se reducirá en un 40%, y el costo incremental de los vehículos 100% eléctricos caerá en un 50%, valores levemente conservadores respecto de los resultados del Centro de Energía.

La configuración de la distribución fue consultada al especialista en transporte y medioambiente Sebastián Tolvett, Director de Proyectos de la Sociedad Consultora Sistemas Sustentables Limitada. A continuación se presentan las distribuciones asociadas a estas tecnologías.

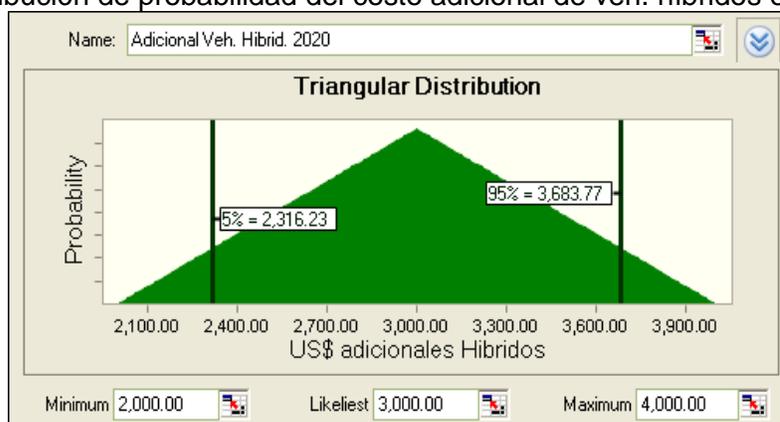
⁹ Valores asociados al valor de los modelo Honda Civic Hybrid versus su versión convencional, y al modelo Mitsubishi i-Miev.

Figura 21: Distribución de probabilidad del costo adicional de veh. eléctricos el año 2020 (US\$).



Fuente: Elaboración Propia

Figura 22: Distribución de probabilidad del costo adicional de veh. híbridos el año 2020, US\$.

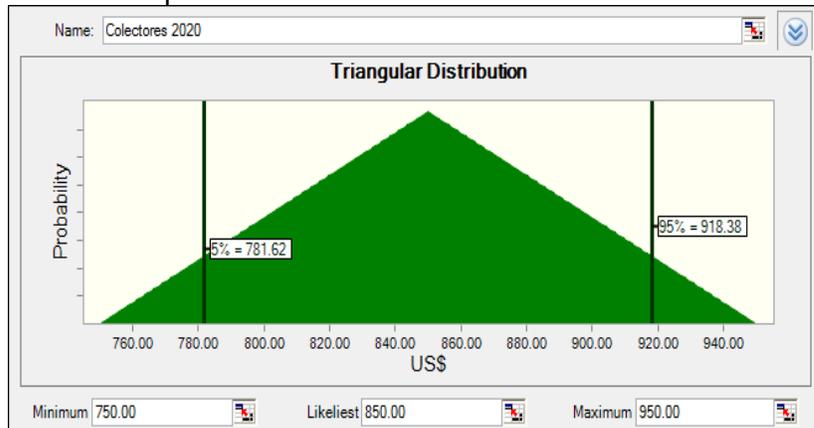


Fuente: Elaboración Propia

Colectores solares de agua caliente sanitaria

Finalmente se incluye como variable estocástica el precio de los colectores solares para agua caliente sanitaria, si bien hoy en día existen varias ofertas en el mercado estos sistemas, la mayor incertidumbre respecto al precio futuro de estos equipos viene dada por la baja penetración que han conseguido en la actualidad. El supuesto principal referente al precio futuro es que dada la mayor implementación de estos equipos en hogares y edificios se podrían obtener reducciones de costos de alrededor de un 15% respecto al precio actual.

Figura 23: Distribución de probabilidad del del costo de colectores solaresl año 2020, US\$.



Fuente: Elaboración Propia

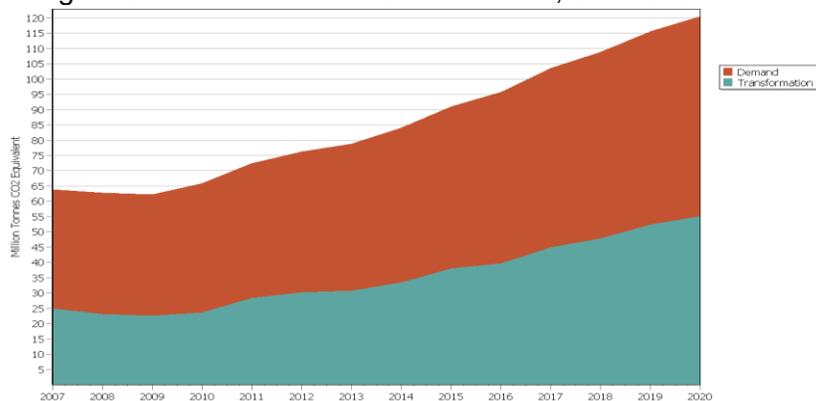
4. LÍNEA BASE DE EMISIONES NACIONALES

La línea base es la referencia sobre la cual se calculan las reducciones necesarias para el cumplimiento de la meta de mitigación de gases efecto invernadero. Esta es definida por cada país y consiste en un año base, año en el cual las reducciones se comienzan a contabilizar como parte del objetivo de mitigación, y su proyección hasta el año en que se establece la meta.

Si bien Chile aún no oficializa su línea base, el Ministerio de Energía recientemente ha comenzado las conversaciones para la generación de ésta en base a los resultados del estudio “Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO₂”, por lo que estos resultados son la mejor aproximación actual a lo que será la línea base oficial de Chile.

Los resultados señalan que al año 2020 Chile emitirá 120 millones de tCO₂e, por lo que deben ser mitigadas 24 millones de tCO₂e para cumplir con la reducción del 20% de las emisiones.

Figura 24: Emisiones de GEI nacionales, 2007-2020.

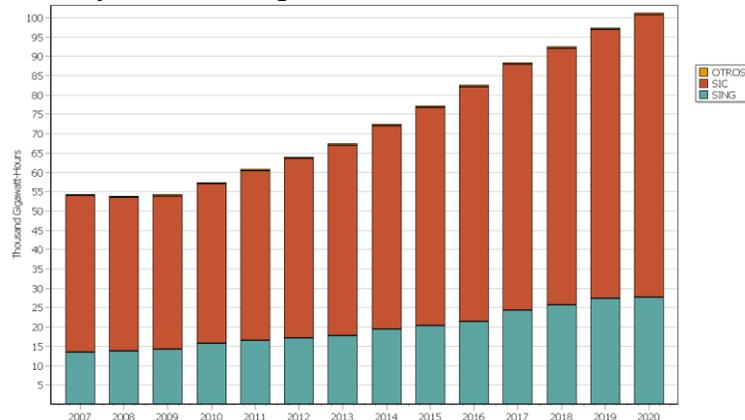


Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente la otra componente de la meta asumida internacionalmente por el país señala que el 20% de la generación eléctrica debe ser producida en base a energías renovables no convencionales. Considerando que la proyección de la generación del año 2020 es de 101.000 GWh, la producción de electricidad por ERNC deberá ser de 20.200 GWh.

El factor de emisión de una planta de generación térmica a carbón es de 0,93 tCO₂e/MWh aproximadamente, por lo que es posible concluir que el cumplimiento de la meta de generación mitigará 18.7 millones de tCO₂e lo que equivale al 78% de la meta de reducción de gases de efecto invernadero, siendo los sectores responsables de la demanda energética encargados de reducir el 22% de la meta, lo que equivale a 5,3 millones tCO₂e.

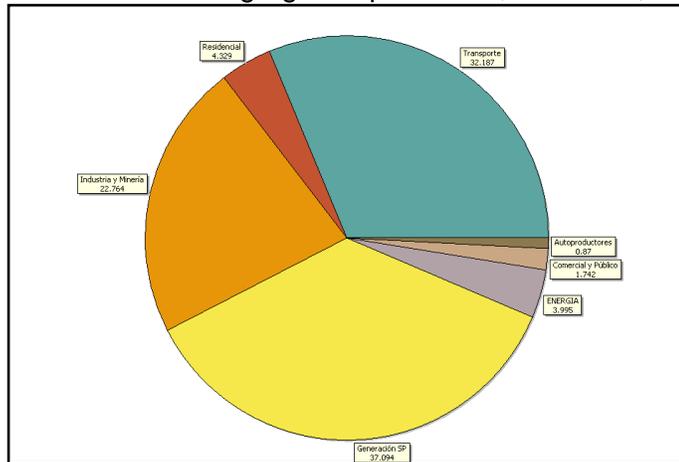
Figura 25: Proyección de la generación de electricidad, 2007-2020



Fuente: Elaboración Propia

El siguiente gráfico muestra la distribución de las emisiones nacionales de GEI al año 2020, se observa que la reducción necesaria corresponde prácticamente a una cuarta parte de las emisiones del sector industria y minería, o a casi un 100% de las emisiones generadas en los sectores Residencial, Comercial y Público lo que representa un importante esfuerzo que requiere del aprovechamiento de las oportunidades de mitigación en múltiples sectores y el compromiso transversal de variados actores nacionales que puedan aportar al cumplimiento del objetivo nacional suscrito.

Figura 26: Emisiones de GEI desagregadas por sector, año 2020, Millones de tCO2e.



Fuente: Elaboración Propia

5. EVALUACIÓN DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Como se mencionó en la metodología, la evaluación se realizó con distintos niveles de prolijidad centrandos los esfuerzos en el sector transformación, a continuación se detalla la clasificación de la evaluación realizada.

- Evaluaciones tipo I: Donde se cuenta con información bibliográfica validada para el contexto nacional-temporal, y respaldo de opinión experta sobre los supuestos y variables utilizadas.
- Evaluaciones tipo II: Donde se cuenta con información bibliográfica, pero sin una validación específica para Chile, y para el año de evaluación.
- Evaluaciones tipo III: Donde se utilizan los resultados de los estudios de referencia.

El siguiente cuadro indica el nivel de prolijidad con que se evaluó cada medida de mitigación, esto debe ser considerado a la hora de referenciar las evaluaciones realizadas en este trabajo.

Cuadro 10: Niveles de prolijidad en la evaluación de las medidas.

Sector	Medida	Nivel de evaluación
Transformación	HidroAysén	Tipo I
Transformación	Embalse	Tipo I
Transformación	Mini Hidráulica	Tipo I
Transformación	Geotérmica	Tipo I
Transformación	Eólica	Tipo I
Transformación	Biomasa	Tipo I
Transformación	CCS*	Tipo I
Transformación	Solar PV	Tipo I
Transformación	Mareomotriz	Tipo I
Transformación	Solar CSP	Tipo I
Transporte	Híbridos	Tipo I
Transporte	Eléctricos	Tipo I
Transporte	Equipamiento Aerodinámico	Tipo I
Transporte	Metro	Tipo II
Transporte	AT y Ecodriving	Tipo I
Transporte	Chat. Camión	Tipo II
Transporte	Tarificación	Tipo III
Transporte	Biocombustibles	Tipo II
CPR	Etiquetado	Tipo III
CPR	Eficiencia P y C	Tipo III
CPR	Refrigeradores	Tipo III
CPR	Stand By	Tipo III

CPR	Calderas	Tipo II
CPR	Acondicionamiento SIC	Tipo II
CPR	Acondicionamiento SUR	Tipo II
CPR	Luminaria	Tipo III
CPR	Colectores	Tipo II
CPR	Duchas	Tipo III
Industria	Cobre	Tipo III
Industria	Papel	Tipo III
Industria	Horno	Tipo III
Industria	Clinker	Tipo III
Industria	Siderurgia	Tipo III
Industria	Motores	Tipo III

Fuente: Elaboración Propia

5.1 Cálculos de costos y potenciales de mitigación

A continuación se presentan los resultados de la evaluación de las medidas del sector transformación en formato de fichas, estas se componen de la descripción de las medidas, la penetración alcanzada en cada medida, los supuestos asociados a los cálculos, los resultados, los potenciales de mitigación de GEI, y las referencias. La línea base de todas las medidas de transformación es la satisfacción de la demanda en base a centrales térmicas a carbón.

Se entregan resultados y distribuciones de probabilidad utilizando la tasa de descuento para evaluación social indicada por MIDEPLAN de 6%, y adicionalmente se entregan costos anualizados con una tasa de 10%.

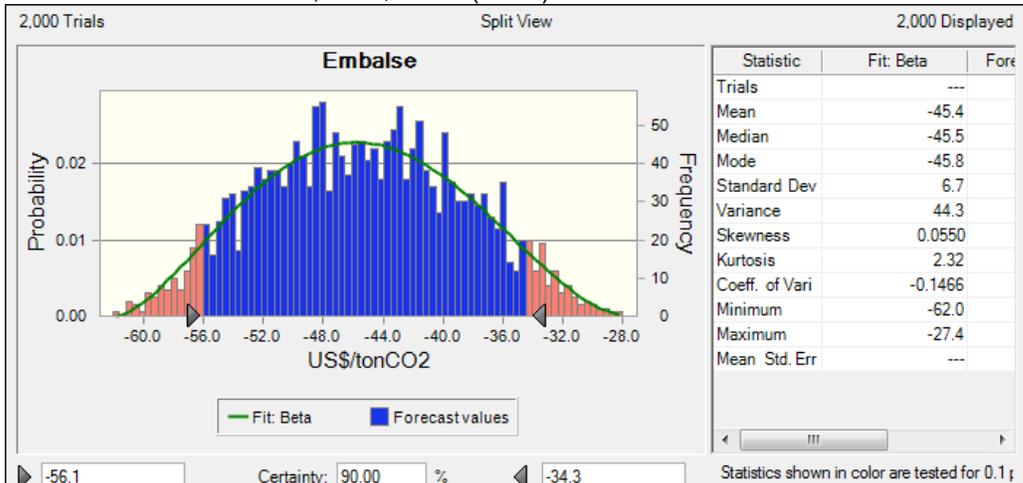
En la fila “resultados” de cada ficha se presenta el gráfico de resultados en cual se muestra una serie de barras, las que representan la densidad de “casos” en los cuales el costo de abatimiento fue equivalente al valor a los pies de cada barra. De esta forma los casos de mayor frecuencia en la simulación son representados con barras más altas, y en consecuencia con una mayor probabilidad de ocurrencia. A su vez, sobre el gráfico se traza una curva que representa la distribución de probabilidad que se ajusta (Fit) de mejor forma a los resultados (representados por las barras), junto a los estadísticos correspondientes a esta distribución.

Finalmente las variables aleatorias “input” de cada medida, son el precio del carbón (transversal entre medidas de transformación) y el costo de inversión de cada tecnología de transformación. Los costos utilizados para las tecnologías de generación se presentan en dólares del año 2010.

Proyecto HidroAysén																																															
Sector	Transformación																																														
Subsector																																															
Descripción	La medida contempla la ejecución del proyecto HidroAysén, considerando que su ejecución desplaza la introducción de proyectos de generación térmica en base a carbón																																														
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 650 MW al año 2020, esto significa que se alcanza a terminar la primera etapa del proyecto al año 2020.																																														
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 4,017 MtCO2.																																														
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> Factor de emisión: 0 tCO2e/MWh. Factor de planta¹⁰: 75% Vida Útil: 45 años. Tiempo de Construcción: 6 años. Costos variables no combustibles: 5 (2010)US\$/MWh. 																																														
Resultados	<p>Parámetros económicos de HidroAysén en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Hidroaysén</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>1.700</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>5</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>21,7</td> <td>74,8</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: -56,4 US\$/tCO2 (r=6%)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trials</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean</td> <td>-56.3</td> </tr> <tr> <td>Median</td> <td>-56.3</td> </tr> <tr> <td>Mode</td> <td>-56.4</td> </tr> <tr> <td>Standard Dev</td> <td>6.3</td> </tr> <tr> <td>Variance</td> <td>39.1</td> </tr> <tr> <td>Skewness</td> <td>0.0171</td> </tr> <tr> <td>Kurtosis</td> <td>2.36</td> </tr> <tr> <td>Coeff. of Vari</td> <td>-0.1111</td> </tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>-73.0</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>-39.2</td> </tr> <tr> <td>Mean Std. Err</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Unidad	Hidroaysén	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	1.700	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	5	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	21,7	74,8	Statistic	Fit: Beta	Trials	---	Mean	-56.3	Median	-56.3	Mode	-56.4	Standard Dev	6.3	Variance	39.1	Skewness	0.0171	Kurtosis	2.36	Coeff. of Vari	-0.1111	Minimum	-73.0	Maximum	-39.2	Mean Std. Err	---
Variable	Unidad	Hidroaysén	Carbón																																												
Inversión media 2020	US\$/kW	1.700	2.000																																												
Costos Variables	US\$/MWh	5	2,32																																												
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64																																												
Costo anualizado*	US\$/MWh	21,7	74,8																																												
Statistic	Fit: Beta																																														
Trials	---																																														
Mean	-56.3																																														
Median	-56.3																																														
Mode	-56.4																																														
Standard Dev	6.3																																														
Variance	39.1																																														
Skewness	0.0171																																														
Kurtosis	2.36																																														
Coeff. of Vari	-0.1111																																														
Minimum	-73.0																																														
Maximum	-39.2																																														
Mean Std. Err	---																																														
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> IEA (2010) Energy Technology Perspective. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																																														

¹⁰ El factor de planta es el porcentaje de horas anuales que puede estar operando la central.

Instalación de Capacidad Mini Hidráulica																																																												
Sector	Transformación																																																											
Subsector																																																												
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de centrales de generación eléctrica mini hidráulicas sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																																																											
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 1000 MW al año 2020.																																																											
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 5.031 MtCO ₂ .																																																											
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de emisión: 0 tCO₂e/MWh. • Factor de planta: 62% • Vida Útil: 45 años. • Tiempo de Construcción: 2 años. • Costos variables no combustibles: 5 (2010)US\$/MWh. 																																																											
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Mini Hidráulica en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Mini Hidro</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>2.500</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>5</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>36</td> <td>78,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: -43,1 US\$/tCO₂ (r=6%)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> <th>Fore</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trials</td> <td>---</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean</td> <td>-42.7</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Median</td> <td>-42.8</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mode</td> <td>-43.1</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Standard Dev</td> <td>7.2</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Variance</td> <td>51.6</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Skewness</td> <td>0.0552</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Kurtosis</td> <td>2.33</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Coeff. of Vari</td> <td>-0.1683</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>-60.9</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>-23.0</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean Std. Err</td> <td>---</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Unidad	Mini Hidro	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	2.500	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	5	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	36	78,3	Statistic	Fit: Beta	Fore	Trials	---	---	Mean	-42.7	---	Median	-42.8	---	Mode	-43.1	---	Standard Dev	7.2	---	Variance	51.6	---	Skewness	0.0552	---	Kurtosis	2.33	---	Coeff. of Vari	-0.1683	---	Minimum	-60.9	---	Maximum	-23.0	---	Mean Std. Err	---	---
Variable	Unidad	Mini Hidro	Carbón																																																									
Inversión media 2020	US\$/kW	2.500	2.000																																																									
Costos Variables	US\$/MWh	5	2,32																																																									
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64																																																									
Costo anualizado*	US\$/MWh	36	78,3																																																									
Statistic	Fit: Beta	Fore																																																										
Trials	---	---																																																										
Mean	-42.7	---																																																										
Median	-42.8	---																																																										
Mode	-43.1	---																																																										
Standard Dev	7.2	---																																																										
Variance	51.6	---																																																										
Skewness	0.0552	---																																																										
Kurtosis	2.33	---																																																										
Coeff. of Vari	-0.1683	---																																																										
Minimum	-60.9	---																																																										
Maximum	-23.0	---																																																										
Mean Std. Err	---	---																																																										
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																																																											

Instalación de Capacidad de Embalses																																																												
Sector	Transformación																																																											
Subsector																																																												
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de centrales de generación eléctrica hídrica de embalses sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																																																											
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 650 MW al año 2020.																																																											
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 2.804 MtCO2.																																																											
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> Factor de emisión: 0 tCO2e/MWh. Factor de planta: 54% Vida Útil: 45 años. Tiempo de Construcción: 4 años. Costos variables no combustibles: 5 (2010)US\$/MWh. 																																																											
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Hídrica de embalses en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Embalse</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>1.900</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>5</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>31,7</td> <td>76,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: -45,8 US\$/tCO2 (r=6%)</p>  <p>2,000 Trials Split View 2,000 Displayed</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> <th>Fore</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trials</td> <td>---</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean</td> <td>-45.4</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Median</td> <td>-45.5</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mode</td> <td>-45.8</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Standard Dev</td> <td>6.7</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Variance</td> <td>44.3</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Skewness</td> <td>0.0550</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Kurtosis</td> <td>2.32</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Coeff. of Vari</td> <td>-0.1466</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>-62.0</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>-27.4</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean Std. Err</td> <td>---</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table> <p>[-56.1] Certainty: 90.00 % [-34.3] Statistics shown in color are tested for 0.1 %</p>	Variable	Unidad	Embalse	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	1.900	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	5	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	31,7	76,3	Statistic	Fit: Beta	Fore	Trials	---	---	Mean	-45.4	---	Median	-45.5	---	Mode	-45.8	---	Standard Dev	6.7	---	Variance	44.3	---	Skewness	0.0550	---	Kurtosis	2.32	---	Coeff. of Vari	-0.1466	---	Minimum	-62.0	---	Maximum	-27.4	---	Mean Std. Err	---	---
Variable	Unidad	Embalse	Carbón																																																									
Inversión media 2020	US\$/kW	1.900	2.000																																																									
Costos Variables	US\$/MWh	5	2,32																																																									
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64																																																									
Costo anualizado*	US\$/MWh	31,7	76,3																																																									
Statistic	Fit: Beta	Fore																																																										
Trials	---	---																																																										
Mean	-45.4	---																																																										
Median	-45.5	---																																																										
Mode	-45.8	---																																																										
Standard Dev	6.7	---																																																										
Variance	44.3	---																																																										
Skewness	0.0550	---																																																										
Kurtosis	2.32	---																																																										
Coeff. of Vari	-0.1466	---																																																										
Minimum	-62.0	---																																																										
Maximum	-27.4	---																																																										
Mean Std. Err	---	---																																																										
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																																																											

Instalación de Capacidad Geotérmica																																															
Sector	Transformación																																														
Subsector																																															
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de centrales de generación eléctrica geotérmicas sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																																														
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 1000 MW al año 2020.																																														
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 6.816 MtCO ₂ .																																														
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de emisión: 0 tCO₂e/MWh. • Factor de planta: 84% • Vida Útil: 40 años. • Tiempo de Construcción: 5 años. • Costos variables no combustibles: 2 (2010)US\$/MWh. 																																														
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Geotérmica en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Geotérmica</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>3.400</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>2</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>33,8</td> <td>75,5</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: -44,4 US\$/tCO₂ (r=6%)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trials</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean</td> <td>-44.3</td> </tr> <tr> <td>Median</td> <td>-44.3</td> </tr> <tr> <td>Mode</td> <td>-44.4</td> </tr> <tr> <td>Standard Dev</td> <td>6.5</td> </tr> <tr> <td>Variance</td> <td>42.8</td> </tr> <tr> <td>Skewness</td> <td>0.0148</td> </tr> <tr> <td>Kurtosis</td> <td>2.37</td> </tr> <tr> <td>Coeff. of Vari</td> <td>-0.1477</td> </tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>-62.1</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>-26.1</td> </tr> <tr> <td>Mean Std. Err</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table> <p>2,000 Trials Split View 2,000 Displayed</p> <p>Probability</p> <p>Frequency</p> <p>US\$/tonCO₂</p> <p>Fit: Beta Forecast values</p> <p>-55.1 Certainty: 90.00 % -33.5</p> <p>Statistics shown in color are tested f</p>	Variable	Unidad	Geotérmica	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	3.400	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	2	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	33,8	75,5	Statistic	Fit: Beta	Trials	---	Mean	-44.3	Median	-44.3	Mode	-44.4	Standard Dev	6.5	Variance	42.8	Skewness	0.0148	Kurtosis	2.37	Coeff. of Vari	-0.1477	Minimum	-62.1	Maximum	-26.1	Mean Std. Err	---
Variable	Unidad	Geotérmica	Carbón																																												
Inversión media 2020	US\$/kW	3.400	2.000																																												
Costos Variables	US\$/MWh	2	2,32																																												
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64																																												
Costo anualizado*	US\$/MWh	33,8	75,5																																												
Statistic	Fit: Beta																																														
Trials	---																																														
Mean	-44.3																																														
Median	-44.3																																														
Mode	-44.4																																														
Standard Dev	6.5																																														
Variance	42.8																																														
Skewness	0.0148																																														
Kurtosis	2.37																																														
Coeff. of Vari	-0.1477																																														
Minimum	-62.1																																														
Maximum	-26.1																																														
Mean Std. Err	---																																														
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																																														

Instalación de Capacidad Térmica de Biomasa																					
Sector	Transformación																				
Subsector																					
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de centrales de generación eléctrica térmica a biomasa sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																				
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 1000 MW al año 2020.																				
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 3.730 MtCO ₂ .																				
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de emisión: 0 tCO₂e/MWh. • Factor de planta: 87% • Eficiencia: 45% • Vida Útil: 40 años. • Tiempo de Construcción: 5 años. • Costos variables no combustibles: 6,71 (2010)US\$/MWh. 																				
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Térmica de biomasa en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Biomasa</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>2.500</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>6,71</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>49,5</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>79,6</td> <td>75,5</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: 4,4 US\$/tCO₂ (r=6%)</p>	Variable	Unidad	Biomasa	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	2.500	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	6,71	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	49,5	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	79,6	75,5
Variable	Unidad	Biomasa	Carbón																		
Inversión media 2020	US\$/kW	2.500	2.000																		
Costos Variables	US\$/MWh	6,71	2,32																		
Costo combustible 2020	US\$/MWh	49,5	44,64																		
Costo anualizado*	US\$/MWh	79,6	75,5																		
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																				

Instalación de Capacidad Eólica																					
Sector	Transformación																				
Subsector																					
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de capacidad en energía eólica sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																				
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 3000 MW al año 2020.																				
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 7.303 MtCO ₂ .																				
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> Factor de emisión: 0 tCO₂e/MWh. Factor de planta: 30% Vida Útil: 20 años. Tiempo de Construcción: 2 años. Costos variables no combustibles: 7.7 (2010)US\$/MWh. 																				
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Eólica en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Eólica</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>1.600</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>7,7</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>66,8</td> <td>77,6</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: -11,6 US\$/tCO₂ (r=6%)</p>	Variable	Unidad	Eólica	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	1.600	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	7,7	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	66,8	77,6
Variable	Unidad	Eólica	Carbón																		
Inversión media 2020	US\$/kW	1.600	2.000																		
Costos Variables	US\$/MWh	7,7	2,32																		
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0	44,64																		
Costo anualizado*	US\$/MWh	66,8	77,6																		
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> IEA (2010) Energy Technology Perspective. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																				

Instalación de Capacidad Solar Fotovoltaica																																															
Sector	Transformación																																														
Subsector																																															
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de capacidad solar fotovoltaica sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																																														
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 2000 MW al año 2020.																																														
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 4.870 MtCO ₂ .																																														
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de emisión: 0 tCO₂e/MWh. • Factor de planta: 30% • Vida Útil: 25 años. • Tiempo de Construcción: 2 años. • Costos variables no combustibles: 4,45 (2010)US\$/MWh. 																																														
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Solar PV en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Solar PV</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>2.700</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>4,45</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0.0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>92,6</td> <td>78,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: 20,4 US\$/tCO₂ (r=6%)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trials</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean</td> <td>20.2</td> </tr> <tr> <td>Median</td> <td>20.2</td> </tr> <tr> <td>Mode</td> <td>20.4</td> </tr> <tr> <td>Standard Dev</td> <td>7.8</td> </tr> <tr> <td>Variance</td> <td>61.1</td> </tr> <tr> <td>Skewness</td> <td>-0.0325</td> </tr> <tr> <td>Kurtosis</td> <td>2.50</td> </tr> <tr> <td>Coeff. of Vari</td> <td>0.3873</td> </tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>-5.1</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>44.1</td> </tr> <tr> <td>Mean Std. Err</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Unidad	Solar PV	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	2.700	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	4,45	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0.0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	92,6	78,3	Statistic	Fit: Beta	Trials	---	Mean	20.2	Median	20.2	Mode	20.4	Standard Dev	7.8	Variance	61.1	Skewness	-0.0325	Kurtosis	2.50	Coeff. of Vari	0.3873	Minimum	-5.1	Maximum	44.1	Mean Std. Err	---
Variable	Unidad	Solar PV	Carbón																																												
Inversión media 2020	US\$/kW	2.700	2.000																																												
Costos Variables	US\$/MWh	4,45	2,32																																												
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0.0	44,64																																												
Costo anualizado*	US\$/MWh	92,6	78,3																																												
Statistic	Fit: Beta																																														
Trials	---																																														
Mean	20.2																																														
Median	20.2																																														
Mode	20.4																																														
Standard Dev	7.8																																														
Variance	61.1																																														
Skewness	-0.0325																																														
Kurtosis	2.50																																														
Coeff. of Vari	0.3873																																														
Minimum	-5.1																																														
Maximum	44.1																																														
Mean Std. Err	---																																														
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																																														

Instalación de Capacidad Solar CSP																					
Sector	Transformación																				
Subsector																					
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de capacidad energética de concentración solar CSP sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																				
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 1000 MW al año 2020.																				
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 4.462 MtCO ₂ .																				
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de emisión: 0 tCO₂e/MWh. • Factor de planta: 29% • Vida Útil: 25 años. • Tiempo de Construcción: 2 años. • Costos variables no combustibles: 4,45 (2010)US\$/MWh. 																				
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Solar CSP en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>CSP</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>4.800</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>4,45</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0,0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>86,9</td> <td>78,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: 93,8 US\$/tCO₂ (r=6%)</p>	Variable	Unidad	CSP	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	4.800	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	4,45	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0,0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	86,9	78,3
Variable	Unidad	CSP	Carbón																		
Inversión media 2020	US\$/kW	4.800	2.000																		
Costos Variables	US\$/MWh	4,45	2,32																		
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0,0	44,64																		
Costo anualizado*	US\$/MWh	86,9	78,3																		
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																				

Instalación de Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)																					
Sector	Transformación																				
Subsector																					
Descripción	La medida contempla la de centrales térmicas a carbón con sistemas de almacenamiento y captura de carbono sustituyendo la incorporación de capacidad térmica a carbón convencional, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																				
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 500 MW al año 2020.																				
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 2.939 MtCO ₂ .																				
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de emisión: 0,108 tCO₂e/MWh. • Factor de planta: 82% • Vida Útil: 35 años. • Tiempo de Construcción: 4 años. • Costos variables no combustibles: 5,96 (2010)US\$/MWh. 																				
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología Geotérmica en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Geotérmica</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>3.000</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>5,96</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>44,64</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>90,7</td> <td>76,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: -17,6 US\$/tCO₂ (r=6%)</p>	Variable	Unidad	Geotérmica	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	3.000	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	5,96	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	44,64	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	90,7	76,3
Variable	Unidad	Geotérmica	Carbón																		
Inversión media 2020	US\$/kW	3.000	2.000																		
Costos Variables	US\$/MWh	5,96	2,32																		
Costo combustible 2020	US\$/MWh	44,64	44,64																		
Costo anualizado*	US\$/MWh	90,7	76,3																		
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																				

Instalación de Capacidad Mareomotriz																																															
Sector	Transformación																																														
Subsector																																															
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de capacidad mareomotriz sustituyendo la incorporación de capacidad térmica, o reemplazando un porcentaje de dicha capacidad.																																														
Potencial de penetración	Se considera una capacidad potencial de 500 MW al año 2020.																																														
Potencial de mitigación	De acuerdo al potencial de capacidad instalada al año 2020, se considera un potencial de mitigación 1.136 MtCO ₂ .																																														
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de emisión: 0 tCO₂e/MWh. • Factor de planta: 28% • Vida Útil: 20 años. • Tiempo de Construcción: 2 años. • Costos variables no combustibles: 17,5 (2010)US\$/MWh. 																																														
Resultados	<p>Parámetros económicos de la tecnología mareomotriz en comparación con una central térmica en base a carbón.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Mareomotriz</th> <th>Carbón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión media 2020</td> <td>US\$/kW</td> <td>3.000</td> <td>2.000</td> </tr> <tr> <td>Costos Variables</td> <td>US\$/MWh</td> <td>17,5</td> <td>2,32</td> </tr> <tr> <td>Costo combustible 2020</td> <td>US\$/MWh</td> <td>0,0</td> <td>44,64</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado*</td> <td>US\$/MWh</td> <td>138,4</td> <td>78,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Se considera el costo anualizado evaluando en el último año que es posible comenzar la construcción del proyecto para estar operativo al año 2020 considerando el tiempo de construcción.</p> <p>Costo de abatimiento: 73,3 US\$/tCO₂ (r=6%)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trials</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean</td> <td>72.1</td> </tr> <tr> <td>Median</td> <td>72.5</td> </tr> <tr> <td>Mode</td> <td>73.3</td> </tr> <tr> <td>Standard Dev</td> <td>8.9</td> </tr> <tr> <td>Variance</td> <td>79.9</td> </tr> <tr> <td>Skewness</td> <td>-0.2410</td> </tr> <tr> <td>Kurtosis</td> <td>2.98</td> </tr> <tr> <td>Coeff. of Vari</td> <td>0.1239</td> </tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>-27.5</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>114.2</td> </tr> <tr> <td>Mean Std. Err</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Unidad	Mareomotriz	Carbón	Inversión media 2020	US\$/kW	3.000	2.000	Costos Variables	US\$/MWh	17,5	2,32	Costo combustible 2020	US\$/MWh	0,0	44,64	Costo anualizado*	US\$/MWh	138,4	78,3	Statistic	Fit: Beta	Trials	---	Mean	72.1	Median	72.5	Mode	73.3	Standard Dev	8.9	Variance	79.9	Skewness	-0.2410	Kurtosis	2.98	Coeff. of Vari	0.1239	Minimum	-27.5	Maximum	114.2	Mean Std. Err	---
Variable	Unidad	Mareomotriz	Carbón																																												
Inversión media 2020	US\$/kW	3.000	2.000																																												
Costos Variables	US\$/MWh	17,5	2,32																																												
Costo combustible 2020	US\$/MWh	0,0	44,64																																												
Costo anualizado*	US\$/MWh	138,4	78,3																																												
Statistic	Fit: Beta																																														
Trials	---																																														
Mean	72.1																																														
Median	72.5																																														
Mode	73.3																																														
Standard Dev	8.9																																														
Variance	79.9																																														
Skewness	-0.2410																																														
Kurtosis	2.98																																														
Coeff. of Vari	0.1239																																														
Minimum	-27.5																																														
Maximum	114.2																																														
Mean Std. Err	---																																														
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. IEA (2010) Energy Technology Perspective. 2. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 3. IPCC (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 4. CNE (2011). Fijación de precios de nudo abril 2011 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 																																														

5.2 Curva de costos marginales de abatimiento

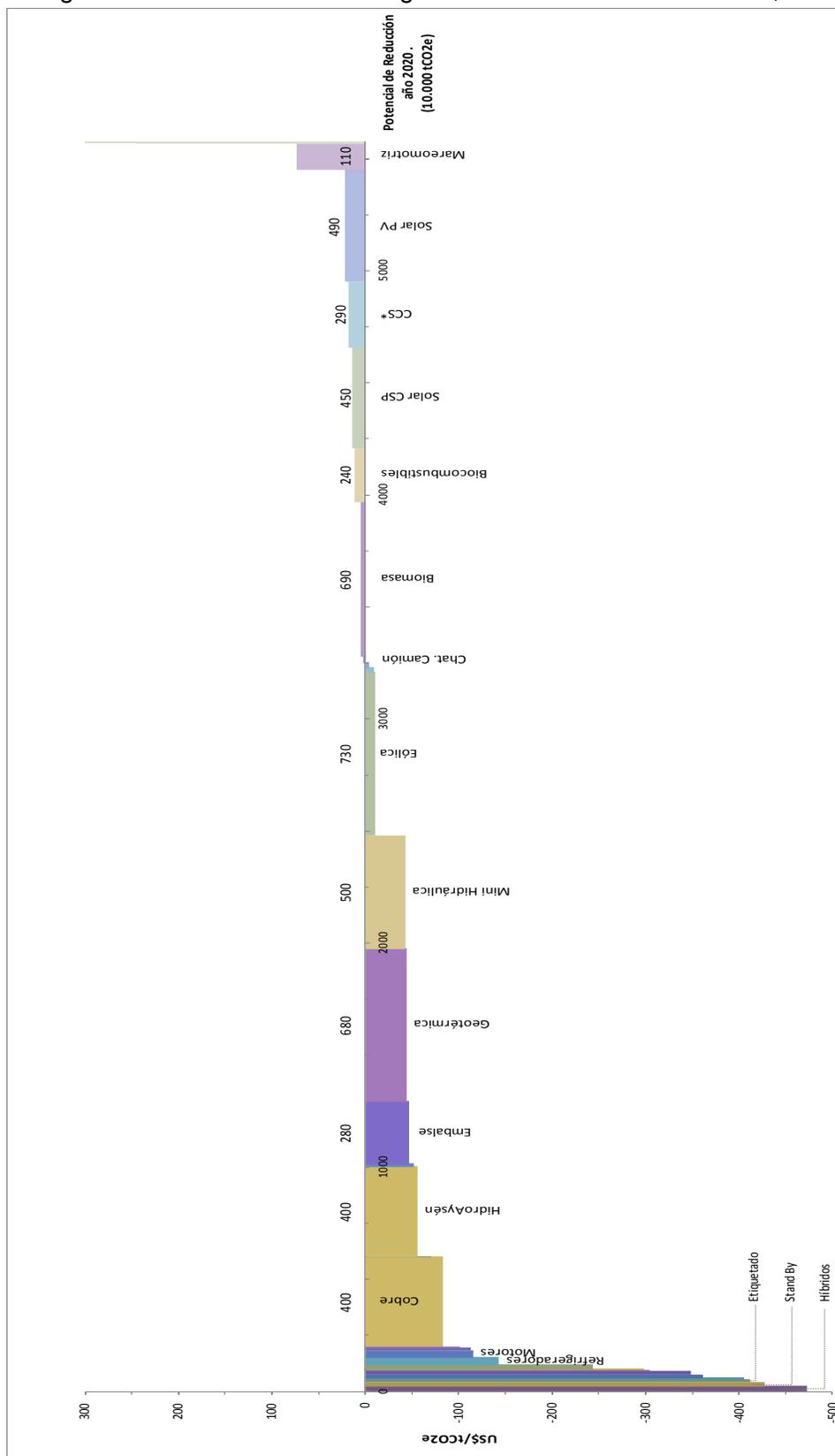
El siguiente cuadro muestra el resumen de los resultados obtenidos para cada medida, indicando la moda o valor de máxima probabilidad del costo de abatimiento, los valores para un nivel de certeza de 90% de dicho costo, y los potenciales de mitigación de GEI.

Cuadro 11: Resultados de la medidas de mitigación, r=6%.

Sector	Medida	Moda (US\$/tCO2)	5%	95%	Potencial (tCO2)
Transporte	Híbridos	-472,5	-568,6	419,0	199.729
CPR	Stand by	-427,0	-470,4	386,8	199.479
CPR	Etiquetado	-412,0	-454,7	371,1	95.550
Transporte	Aerodinámica	-406,0	-479,0	388,9	96.797
CPR	Duchas	-361,0	-361,0	361,0	125.000
CPR	Eficiencia P y C	-349,0	-385,1	314,8	147.000
Transporte	AT y Ecodriving	-304,0	-365,2	289,8	58.507
CPR	Calderas	-298,0	-426,6	268,1	25.181
CPR	Luminaria	-244,0	-244,0	244,0	200.000
CPR	Refrigeradores	-143,0	-185,9	102,3	343.000
Industria	Motores	-116,0	-116,0	116,0	300.000
Industria	Papel	-113,0	-113,0	113,0	90.000
Industria	Siderurgia	-101,0	-101,0	101,0	80.000
Industria	Cobre	-83,0	-83,0	-83,0	4.000.000
CPR	Acondicionamiento SUR	-70,4	-88,0	-63,8	21.164
Transformación	HidroAysén	-55,7	-66,4	-45,9	4.016.690
CPR	Colectores	-52,3	-144,1	-19,4	105.673
Transformación	Embalse	-46,4	-58,1	-35,7	2.804.380
Transformación	Geotérmica	-43,7	-54,6	-33,4	6.816.202
Transformación	Mini Hidráulica	-42,5	-54,7	-31,2	5.031.006
Transformación	Eólica	-10,8	-23,9	0,8	7.303.074
Industria	Horno	-9,0	-9,0	-9,0	200.000
Industria	Clinker	-4,6	-4,6	-4,6	200.000
Transporte	Chat. Camión	2,0	-34,4	14,8	288.118
Transformación	Biomasa	5,1	-6,5	15,8	6.897.347
Transporte	Biocombustibles	11,6	-92,9	90,6	2.430.932
Transformación	Solar CSP	13,4	-0,4	25,3	4.462.989
Transformación	CCS*	17,6	14,6	18,6	2.939.063
Transformación	Solar PV	21,3	7,8	32,9	4.868.716
Transporte	Tarificación	21,9	-52,2	39,0	150.000
Transformación	Mareomotriz	73,3	57,4	86,5	1.136.034
CPR	Acondicionamiento SIC	245,6	231,4	258,2	39.332
Transporte	Eléctricos	324,7	303,4	502,3	14.388
Transporte	Metro	1848,0	1780,1	864,2	46.785

Fuente: Elaboración Propia

Figura 27: Curva de costos marginales de abatimiento año 2020, r=6%.



Fuente: Elaboración Propia

Las figura 27 muestra la curva de costos de abatimiento para todas las medidas evaluadas. Cada barra representa una medida, donde la altura o dimensión en el eje Y describe el costo anual asumido de reducir una tonelada de CO₂e al año 2020 producto de la medida, es decir, el costo anualizado de la medida.

Las medidas en las que el costo de abatimiento se encuentra bajo el eje X son aquellas que presentan un diferencial de costo negativo frente al escenario base. A la tasa social de descuento estas medidas permiten obtener beneficios por cada tonelada de CO₂ reducida.

El eje X cuantifica el potencial de reducir emisiones de GEI, y el ancho de cada barra es el potencial de reducción de la medida. Los números sobre el eje X miden el ancho de la barra, de esta forma se entiende que, por ejemplo la medida de incorporación de capacidad geotérmica a la matriz energética tiene un potencial de reducción de 6,8 millones de toneladas de CO₂ al año 2020, o las medidas asociadas al sector cobre tienen un potencial de reducción de 4 millones de toneladas al año 2020,

La unidad de medida bajo el eje X representan el potencial acumulado de reducción de GEI, por lo que el “largo” del eje X representa el potencial de mitigación de todas las medidas incluidas en la curva, de esto último se concluye que el potencial de mitigación de las medidas llega a un máximo aproximado de 56 millones de toneladas de CO₂e.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

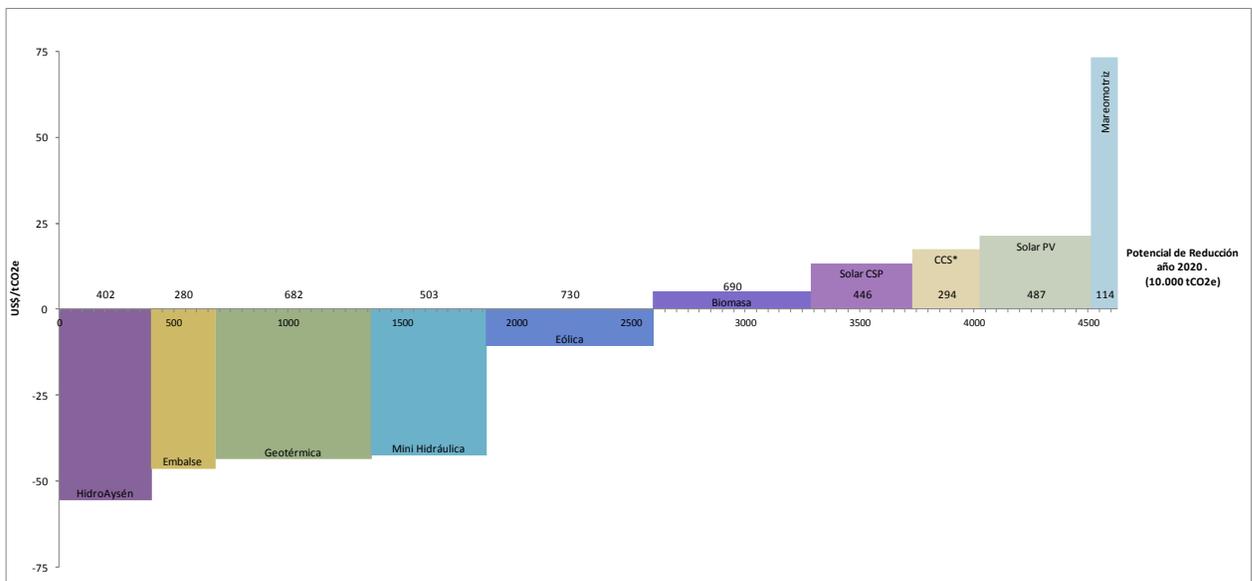
6.1 Costo de objetivo nacional de mitigación

6.1.1 Transformación

A continuación se presentan los resultados del sector transformación. La selección de las medidas de este sector se realiza en base a los resultados del costo de mitigación teniendo en cuenta el objetivo de generación nacional con ERNC de un 20% al año 2020.

La siguiente figura muestra la curva de costos de abatimiento del sector transformación, en ella se observa que el proyecto HidroAysén es la alternativa más económica de este sector para reducir GEI al año 2020 ya que posee un costo de abatimiento de US\$ -55,7 por tonelada de CO2 mitigada, sin embargo, en concordancia con el objetivo de generación de un 20% de la energía eléctrica en base a energías renovables no convencionales al año 2020, los esfuerzos en incorporar ERNC deben ser liderados por la adición de energía geotérmica que posee un costo de abatimiento de US\$ -43,7 por tonelada de CO2 mitigada, seguido de energía hídrica menor a 20 MW que posee un costo de abatimiento de US\$ -42,5 por tonelada de CO2 mitigada, y posteriormente energía eólica con un costo de abatimiento de US\$ -10,8 por tonelada de CO2 mitigada.

Figura 28: Curva de costos de abatimiento de GEI del sector transformación el año 2020, r=6%, US\$.



Fuente: Elaboración propia.

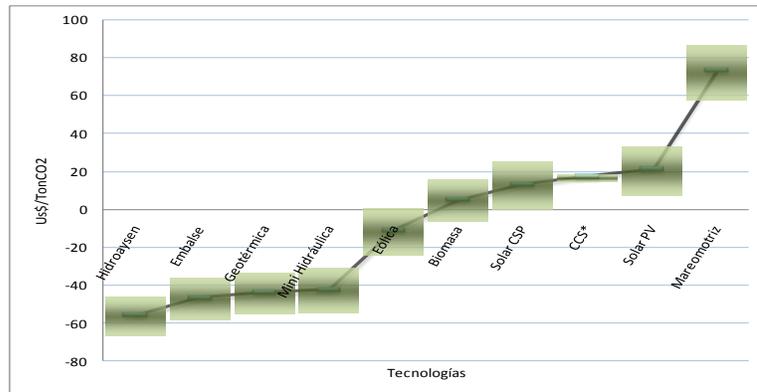
Las medidas con costos de mitigación bajo la abscisa (HidroAysén, Embalses, Geotermia, Mini Hidráulica, y Eólica), permiten reducir emisiones de GEI a un valor negativo de costos (evaluado a la tasa social de descuento). Ello implica que es posible reducir un total de 26 millones de toneladas de CO2 sin incurrir en costos en comparación al año base. Sin embargo, debido a que la figura anterior no permite

observar en conjunto la incertidumbre asociada a los resultados, la decisión de inversión óptima podría ser distinta a la que inspira la curva de abatimiento.

La siguiente figura muestra el rango del costo de mitigación con un 90% de confianza para las medidas del sector transformación. Como se observa, estos rangos son relativamente similares en cuanto a su volatilidad, con una única excepción en la incorporación de tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS), la cual muestra una volatilidad muy pequeña producto de que el costo del insumo variable (Carbón) no incorpora incertidumbre dado que los requerimientos son idénticos a los de incorporar capacidad térmica a carbón, por lo que su volatilidad corresponde únicamente a la incertidumbre de la inversión requerida para la medida.

Las otras tecnologías justifican mayoritariamente su volatilidad en la incertidumbre del precio del carbón, y las diferencias son producto del nivel de madurez de las tecnologías. De esta forma, dado los supuestos de incertidumbre considerados, el costo de mitigación de incorporar tecnología mareomotriz o solar CSP, es levemente más volátil que el de tecnologías maduras como la hídrica de embalse o biomasa.

Figura 29: Costo de abatimiento del sector transformación con un 90% de confianza, $r=6\%$, US\$.



Fuente: Elaboración propia

En los casos de Embalse, Geotermia, y Mini Hidráulica, las medidas poseen un nivel de costo y de incertidumbre parecidos, por lo que no es directo escoger cual podría ser la mejor opción para comenzar a implementar medidas en el sector transformación. Para priorizar las medidas es necesario entender la composición de la incertidumbre asociada a estos resultados. En este caso particular, interesa saber qué medida de ERNC es prioritaria, por lo que avanzado en este capítulo se obtendrá mas información que permita aclarar la prioridad de las medidas de introducción de capacidad geotérmica y mini hidráulica, al igual que la manera de abordar el hecho de que, en menor medida, los intervalos de la tecnología eólica y la tecnología de biomasa se crucen.

El siguiente cuadro muestra los resultados del costo de mitigación obtenidos para los centros de transformación y los potenciales de generación anual. En él se indican los límites del intervalo de confianza de 90%, el potencial de generación eléctrica de cada tecnología, y el año optimo de comienzo de la ejecución de los proyectos. Este

año es el último (Dado el precio creciente del carbón y decreciente de las tecnologías) en que las centrales podrán comenzar a construirse para estar disponibles el año 2020.

Cuadro 12: Resultados centros de transformación, r=6%.

Fuente	Media	5%	95%	Capacidad MW	F. planta	Pot. Generación MWh	Año óptimo de ejecución
HidroAysén	-55,7	-66,4	-45,9	660	0,75	4.016.690	2013
Embalse	-46,4	-58,1	-35,7	640	0,54	2.804.380	2015
Geotérmica	-43,7	-54,6	-33,4	1000	0,84	6.816.202	2014
Mini Hidráulica	-42,5	-54,7	-31,2	1000	0,62	5.031.006	2017
Eólica	-10,8	-23,9	0,8	3000	0,3	7.303.074	2017
Biomasa	5,1	-6,5	15,8	1000	0,85	6.897.347	2015
Solar CSP	13,4	-0,4	25,3	1000	0,55	4.462.989	2017
CCS*	17,6	14,6	18,6	500	0,82	2.939.063	2015
Solar PV	21,3	7,8	32,9	2000	0,3	4.868.716	2017
Mareomotriz	73,3	57,4	86,5	500	0,28	1.136.034	2017

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la proyección de generación eléctrica al año 2020, se producirán 101.000 GWh, por lo que la generación con ERNC deberá ser de 20.200 GWh. Se considera la capacidad instalada de ERNC a diciembre del año 2010 en los sistemas eléctricos nacionales señalada en el siguiente cuadro, con esta información se concluye que hoy es posible generar 3.550 GWh anuales con ERNC por lo que se debe incorporar capacidad renovable que genere 16.650 GWh.

Cuadro 13: Capacidad instalada de ERNC en Chile a Diciembre 2010.

Fuente	Capacidad MW	Factor de planta
Biomasa	324	0,80
Hidro pasada < 20 MW	157	0,62
Eólica	164	0,30

Fuente: Comisión Nacional de Energía, CNE.

Sobre la base de los resultados se seleccionan fuentes de ERNC en orden ascendente de costo de mitigación hasta completar 16.650 GWh de generación. Los costos de cada fuente se calculan de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CM_i \times PM_i \times \sum_{j=0}^{n_i-1} \frac{1}{(1+r)^j}$$

Donde:

- CM_i : Costo de mitigación de la medida i. Es el output estocástico del cálculo de costos y se presenta a través de una distribución de probabilidad.
- PM_i : Potencial de mitigación de la medida i al año objetivo (2020).
- n_i : Vida útil del proyecto/activo asociado a la medida i
- r : Tasa de descuento.

El paquete de capacidades requeridas de las distintas fuentes seleccionadas se indica en la siguiente tabla junto al potencial de mitigación.

Cuadro 14: Capacidad requerida ERNC y potencial de mitigación

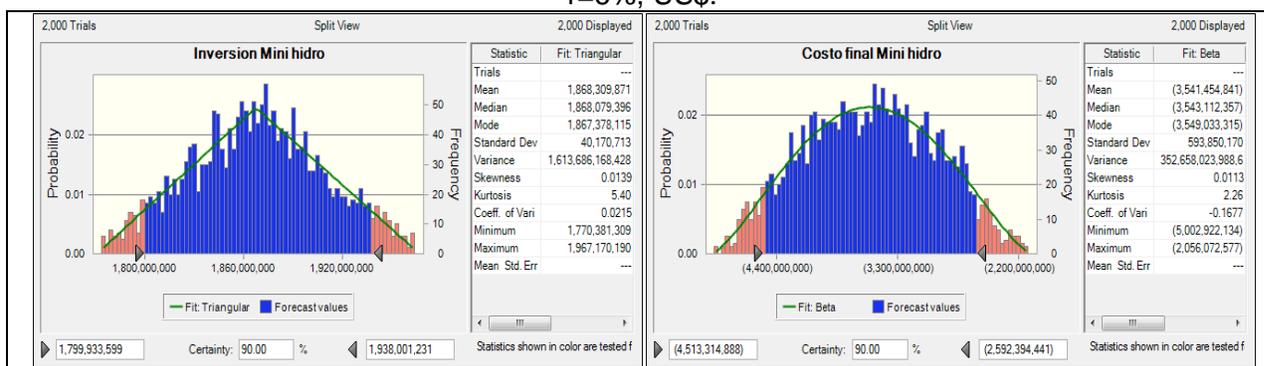
Fuente	Capacidad MW	Pot. Mitigación tCO ₂ e
Mini Hidráulica	1000	5.031.006
Geotérmica	1000	6.816.202
Eólica	1470	3.578.506
Total	3470	15.425.714

Fuente: Elaboración propia

Considerando además que; de la capacidad instalada previa de ERNC, 11 MW de Biomasa, 58 MW de Hidro pasada, y 163 MW de energía eólica fueron instalados después del año 2007, por lo que son considerados adicionales por sobre la línea base y mitigan 768.427 toneladas de CO₂e, se puede concluir que el potencial de mitigación total por ERNC es de 16,2 millones de tCO₂e.

La siguiente figura muestra los resultados de la inversión y el valor presente de los flujos generados (diferencial de Inversión y O&M versus línea base) por instalar 1000 MW de potencia hídrica menor a 20 MW con una tasa de descuento de 6%.

Figura 30: Inversión y costos de instalar 1.000 MW de energía hídrica < 20 MW el año 2020, r=6%, US\$.



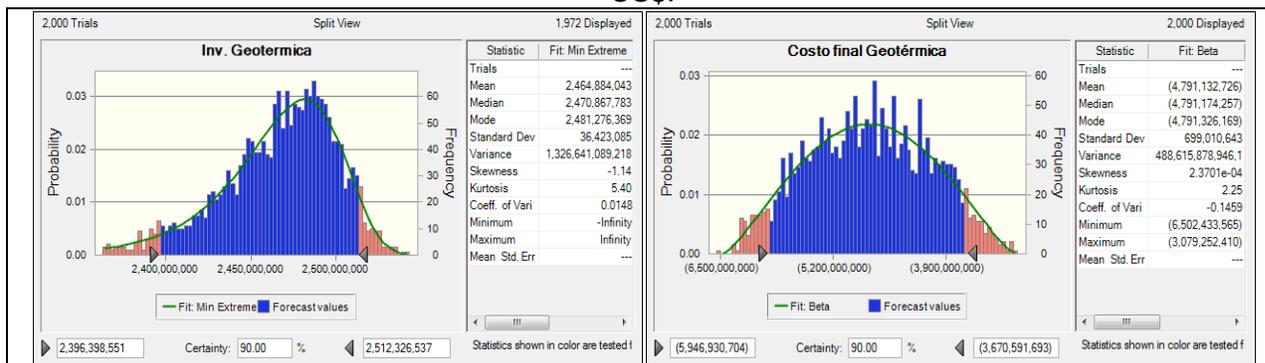
Fuente: Elaboración propia

El resultado indica que el valor de la inversión requerida para la instalación de 1.000 MW de energía hídrica menor a 20 MW se distribuye triangularmente, centrada en US\$ 1.867 millones, y con un nivel de confianza de 90% dicha inversión se encuentra en el intervalo [1.800 , 1.938] millones de dólares. La incertidumbre en este resultado es 100% producto del costo de la tecnología mini-hídrica. Por otra parte el valor presente de la diferencia de los flujos de la instalación de 1.000 MW mini hídrico versus la situación base, incluyendo los ahorros en la vida completa del proyecto, se distribuye Beta (Mínimo=-5.231 millones, Máximo=-1.930 millones, Alpha=3,49, Beta=3,26), con un valor de máxima probabilidad en US\$ -3.549 millones, y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-4.500 , -2.600] en millones de dólares. El 98,7% de la incertidumbre es producto de la volatilidad del precio del carbón, mientras que el 1,2% responde a la volatilidad de la inversión en la tecnología mini

hídrica, y el 0,1% restante es proporcionada por la inversión en centrales térmicas a carbón.

La siguiente figura muestra los resultados de la inversión y el valor presente de los flujos generados (diferencial de Inversión y O&M versus línea base) por instalar 1000 MW de potencia geotérmica a una tasa de descuento de 6%.

Figura 31: Inversión y costos de instalar 1000 MW de energía Geotérmica el año 2020, r=6%, US\$.

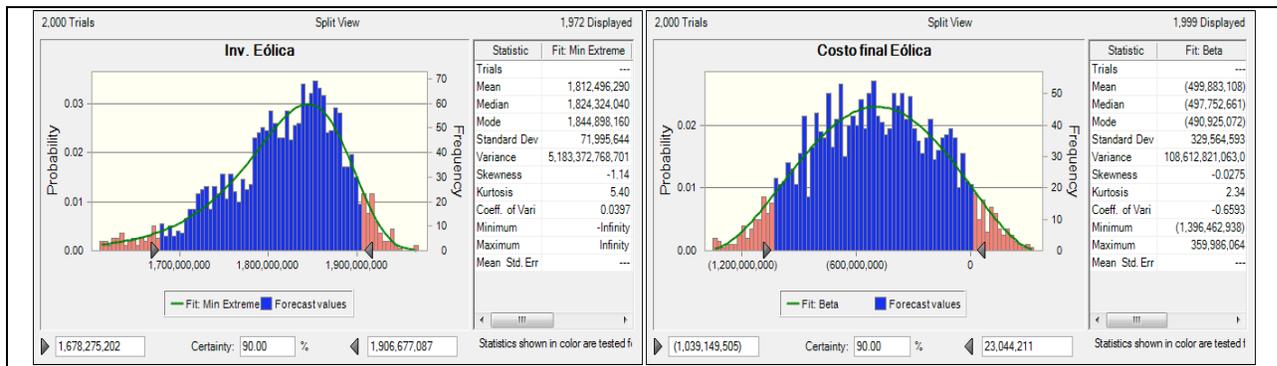


Fuente: Elaboración propia

El resultado indica que el valor de la inversión requerida para la instalación de 1.000 MW de energía geotérmica se distribuye Weibull (Ubicación= -142 ,Escala=2,481 millones ,forma=87,54) con máxima probabilidad de US\$ 2.481 millones, y con un nivel de confianza de 90% dicha inversión se encuentra en el intervalo [2.396 , 2.512] millones de dólares. La incertidumbre en este resultado es 100% producto del costo de la tecnología geotérmica. Por otra parte el valor presente de la diferencia de los flujos de la instalación de 1.000 MW geotérmicos versus la situación base, incluyendo los ahorros en la vida completa del proyecto, se distribuye Beta (Mínimo=-6.785 millones, Máximo=-2.880 millones, Alpha=3,45, Beta=3,24), con un valor de máxima probabilidad en US\$ -4.791 millones, y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-5.947 , -3.670] en millones de dólares. El 99,5% de la incertidumbre es producto de la volatilidad del precio del carbón, mientras que el 0,5% responde a la volatilidad de la inversión en la tecnología geotérmica.

La siguiente figura muestra los resultados de la inversión y el valor presente de los flujos generados (diferencial de Inversión y O&M versus línea base) por instalar 1470 MW de potencia eólica a una tasa de descuento de 6%.

Figura 32: Inversión y costos de instalar 1470 MW de energía Eólica el año 2020, r=6%, US\$.



Fuente: Elaboración propia

El resultado indica que el valor de la inversión requerida para la instalación de 1.000 MW de energía geotérmica se distribuye Mínima Extrema (Max. probabilidad=1,845 millones, Escala=54 millones) con máxima probabilidad de US\$1.845 millones, y con un nivel de confianza de 90% dicha inversión se encuentra en el intervalo [1.678 , 1.906] millones de dólares. La incertidumbre en este resultado es 100% producto del costo de la tecnología eólica. Por otra parte el valor presente de la diferencia de los flujos de la instalación de 1.470 MW eólicos versus la situación base, incluyendo los ahorros en la vida completa del proyecto, se distribuye Beta (Mínimo=-1.569 millones, Máximo=469 millones, Alpha=4,51, Beta=3,99), con un valor de máxima probabilidad en US\$ -490 millones, y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-1.039 , 23] en millones de dólares. El 93,1% de la incertidumbre es producto de la volatilidad del precio del carbón, mientras que el 6,8% responde a la volatilidad de la inversión en la tecnología eólica, y el 0,1% restante es proporcionada por la inversión en centrales térmicas a carbón.

El Cuadro 15 presenta el resumen de los resultados de las 3 medidas analizadas. Con los valores de la volatilidad explicada por el precio de la tonelada de carbón puesta en cancha, se puede concluir un comportamiento similar entre estas variables, es decir que en caso de que el valor del costo de mitigación de capacidad geotérmica este en la parte alta del intervalo, el valor del costo de mitigación de capacidad mini hidráulica también estará en la parte alta de su intervalo. Esto quiere decir que existe una alta correlación entre el costo de mitigación de las medidas. Analizando las iteraciones de la simulación se observa una correlación entre los costos de abatimiento de estas medidas de 0,991, sin embargo esto, aunque describe el comportamiento conjunto de las medidas, no es concluyente para elegir una medida por sobre otra.

La revisión de la simulación permite además obtener el número de casos en los que el costo de abatimiento de una medida fue mayor a otro, así se observa que en 1.610 casos (de un total de 2.000 iteraciones) el costo de abatimiento de la tecnología mini hidráulica fue menor al de la tecnología geotérmica, esto equivale al 80,5% de los casos, lo que permite concluir que con un 80,5% de probabilidades el costo de abatimiento de las centrales hídricas será menor que el de centrales geotérmicas. Bajo el mismo procedimiento se concluyó que con probabilidad 1 el costo de abatimiento de la energía eólica es menor al costo de abatimiento de la energía térmica en base a biomasa

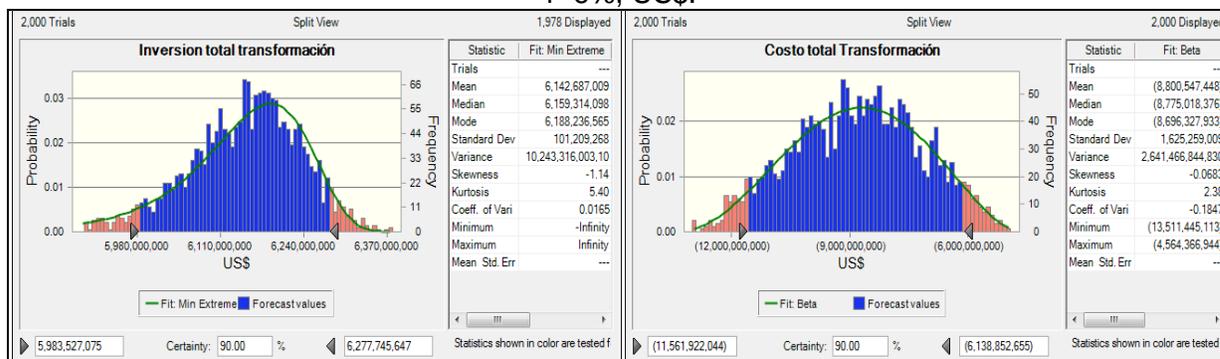
Cuadro 15: Resumen de resultados de centros de transformación analizados, r=6%.

Medida	Esperanza del costo de abatimiento US\$/tCO2	Volatilidad explicada por el precio del carbón	Esperanza de Inversión MMUS\$	Esperanza de Costo total MMUS\$
Mini Hidráulica	-43,7	98,70%	1.867	-3.549
Geotérmica	-42,5	99,50%	2.481	-4.791
Eólica	-10,8	93,10%	1.845	-490

Fuente: Elaboración propia

Finalmente se presentan los resultados de la inversión y el costo de las 3 medidas seleccionadas en conjunto. La siguiente figura muestra los resultados de la inversión necesaria y el valor presente de los flujos generados por instalar 3470 MW de potencia distribuida en las 3 fuentes evaluadas a una tasa de descuento de 6%.

Figura 33: Inversión y costos de instalar 3470 MW de capacidad ERNC operativa al año 2020, r=6%, US\$.

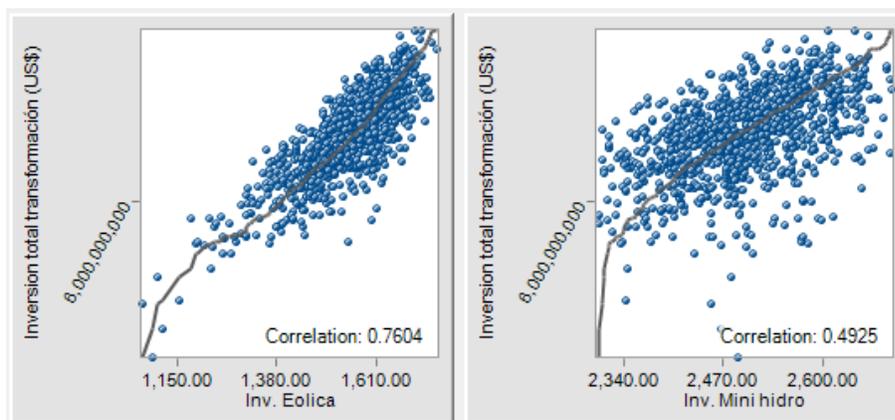


Fuente: Elaboración propia

El resultado indica que el valor de la inversión requerida para la instalación de 3.470 MW de ERNC, compuesto de 1.000 MW hídricos menos a 20 MW, 1.000 MW geotérmicos, y 1.470 MW eólicos, se distribuye Mínima Extrema (Max. probabilidad=6.188 millones, Escala=49 millones) con máxima probabilidad de US\$ 6.188 millones, y con un nivel de confianza de 90% dicha inversión se encuentra en el intervalo [5.984 , 6.228] millones de dólares. La contribución a la varianza de este resultado está compuesta en 60,7% por la inversión eólica, en 24,1% por la inversión mini hídrica, y un 15,1% por la inversión geotérmica.

La siguiente figura muestra el gráfico de dispersión de la inversión versus las variables estocásticas más relevantes, en ella se puede observar la correlación entre la inversión y las principales variables que inciden en su resultado, destacando el efecto del precio de las turbinas eólicas en el comportamiento de la inversión total necesaria.

Figura 34: Gráfico de dispersión entre inversión y sus 2 variables de mayor contribución.

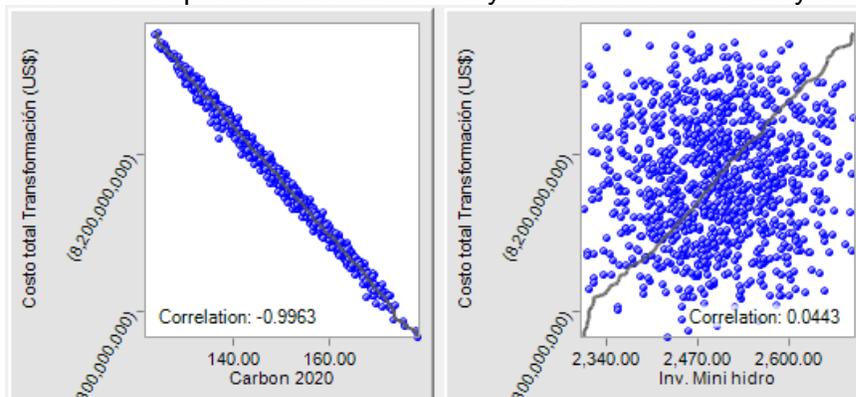


Fuente: Elaboración propia

Por otra parte el valor presente de la diferencia de los flujos de la instalación de 3.470 MW de ERNC versus la situación base, incluyendo los ahorros en la vida completa del proyecto, se distribuye Beta (Mínimo=-12.971 millones, Máximo=-4.462 millones, Alpha=2,84, Beta=3,05), con un valor de máxima probabilidad en US\$ -8.696, y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-11.562 , -6.139] en millones de dólares. El 99,5% de la incertidumbre es producto de la volatilidad del precio del carbón, mientras que el 0,5% restante responde a la volatilidad de la inversión en tecnologías renovables no convencionales.

La siguiente figura muestra el gráfico de dispersión del costo total de transformación versus las variables estocásticas más relevantes, en ella se puede observar la correlación entre costo y las principales variables que inciden en su resultado, destacando que el precio del carbón explica prácticamente la totalidad del valor obtenido para el costo de las medidas seleccionadas del sector transformación, con una correlación muy cercana a 1.

Figura 35: Gráfico de dispersión entre inversión y sus 2 variables de mayor contribución.

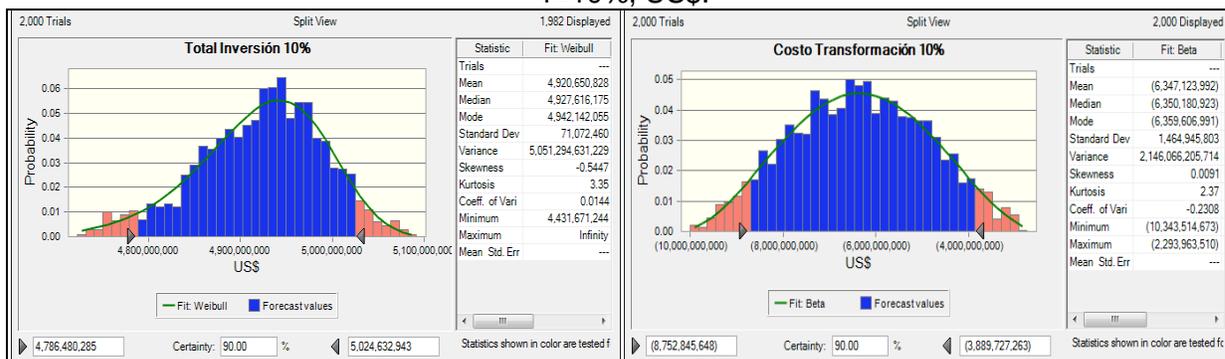


Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se presentan los resultados de costo e inversión necesaria utilizando una tasa de descuento de 10%, en la siguiente figura se observa que, aunque se mantiene la estructura de las distribuciones de probabilidad resultante, el valor presente de la inversión disminuye en aproximadamente US\$ 1.250 millones hasta un valor de máxima probabilidad de US\$ 4.940 millones. Por su parte el resultado del valor

presente de los costos aumenta en US\$ 2.310 millones hasta un valor de máxima probabilidad de US\$ -6.360 millones. Esto quiere decir que el atractivo neto de las medidas de mitigación disminuye, dado que los principales ahorro versus la tecnología térmica a carbón, se dan durante la operación de las plantas de generación, por lo que los ahorros son más lejanos hacia el futuro.

Figura 36: Inversión y costos de instalar 3470 MW de capacidad ERNC operativa al año 2020, $r=10\%$, US\$.



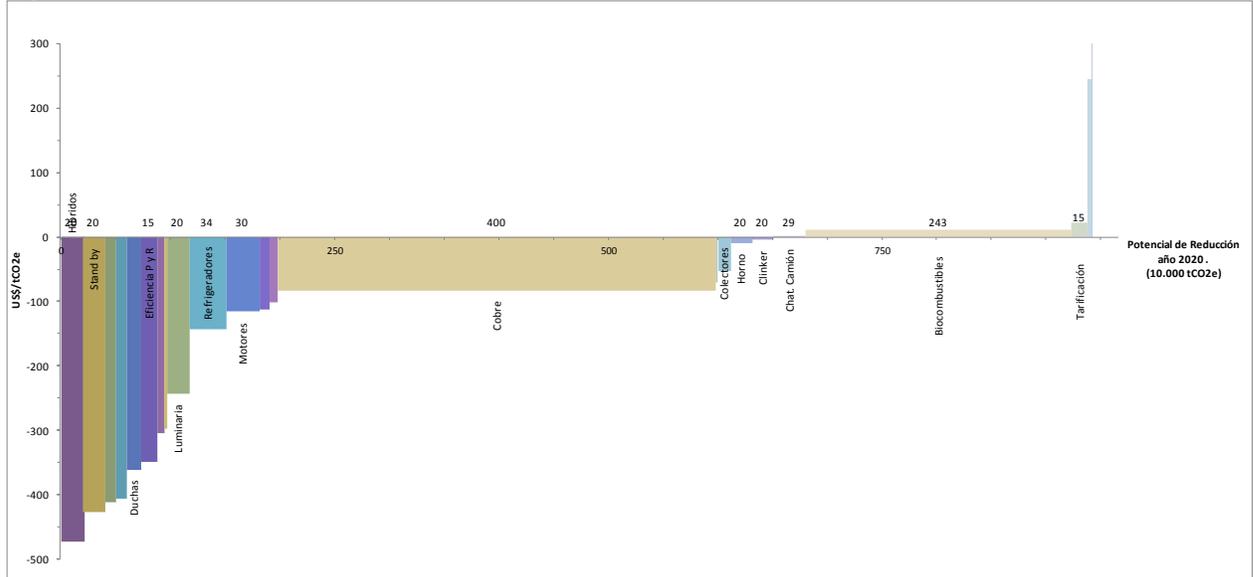
Fuente: Elaboración propia

Dados estos resultados surge la pregunta ¿Por qué aún no se han masificado las ERNC? La respuesta es que a pesar de la disminución de los costos y el aumento inminente del precio de los combustibles, aún existen una serie de barreras técnicas, financieras, regulatorias y políticas que dificultan la ejecución de proyectos de esta naturaleza. Con el fin de comprender estas barreras, sus posibles soluciones, y el caso particular chileno, se incluye en el anexo 9.1 un análisis de las barreras mencionadas.

6.1.2 Demanda

A continuación se presentan los resultados del sector demanda. La siguiente figura muestra las curva de costos de abatimiento de las medidas asociadas al sector. Como se aprecia la mayoría de las medidas resultan ser costo-efectivas, principalmente porque llevan implícito un importante ahorro de diesel o electricidad.

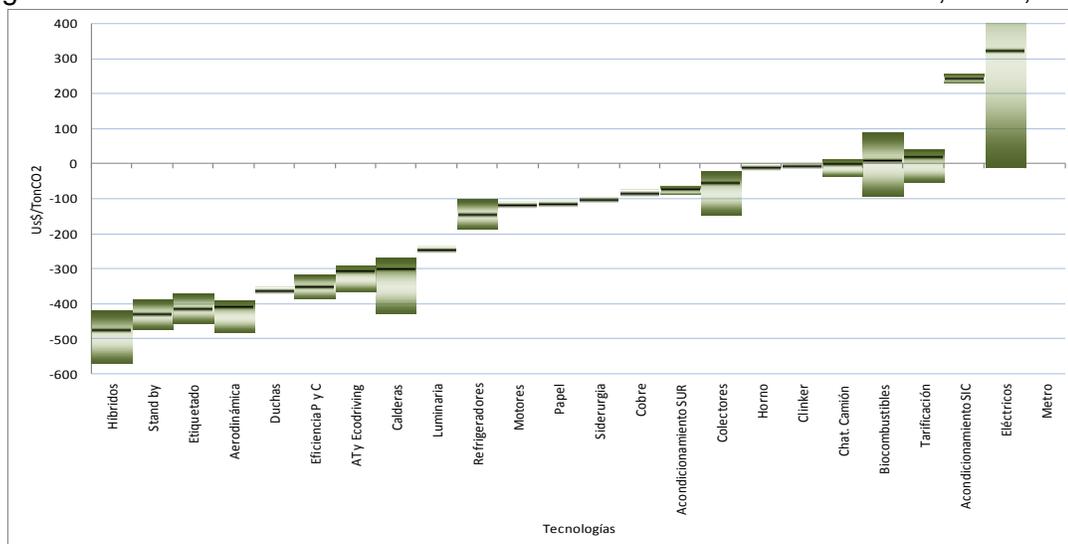
Figura 37: Curva de costos de abatimiento de GEI del sector demanda al año 2020, r=6%, US\$.



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente a la curva de mitigación, se presentan en la siguiente figura el rango que toma el costo de mitigación con un 90% de confianza. Las medidas que fueron evaluadas del tipo III no presentan dispersión dado que se utilizó el valor obtenido en el estudio de referencia. Se observa que la incorporación de vehículos eléctricos presenta una extremadamente alta volatilidad, principalmente justificada por la incertidumbre en el comportamiento del precio de estos vehículos, de igual el uso de biocombustibles presenta la segunda mayor volatilidad, resultado esperable dado el desconocimiento de como se desarrollará el mercado de este combustible. En tercer lugar se destacan medidas como vehículos híbridos, calderas, y colectores solares. Estas medidas tienen en común que reemplazan el uso de derivados de petróleo, lo que justifica su volatilidad.

Figura 38: Costo de abatimiento del sector demanda un 90% de confianza, r=6%, US\$.



Fuente: Elaboración propia

Las medidas seleccionadas en el sector transformación mitigan 16,2 millones de tCO₂, lo que equivale al 67,5% de la meta de 24 millones de tCO₂. Con esta información se procede a seleccionar en orden creciente de costo marginal las medidas de mitigación del sector demanda hasta cubrir las 7,8 millones de toneladas de CO₂ restantes. El siguiente cuadro muestra las medidas necesarias a implementar en el sector demanda para lograr la mitigación de CO₂ mencionada.

La última medida seleccionada es la introducción de biocombustibles, sin embargo se debe analizar su relación con la medida siguiente (Tarificación vial) dado que las volatilidades observadas indican que no es claro en qué porcentaje de los casos, biocombustibles es más costo-efectiva que tarificación. Al igual que en el caso de transformación, observando los casos de la simulación donde efectivamente el costo de la implementación de biocombustibles fue menor al de tarificación, se concluye que con 51,15% de probabilidades el costo de abatimiento de los biocombustibles será el menor. Este resultado indica que, con la información disponibles, no es posible priorizar una de estas dos medidas, por lo que es necesario acotar la incertidumbre de las variables que provocan este resultado.

Cuadro 16: Medidas del sector demanda seleccionadas.

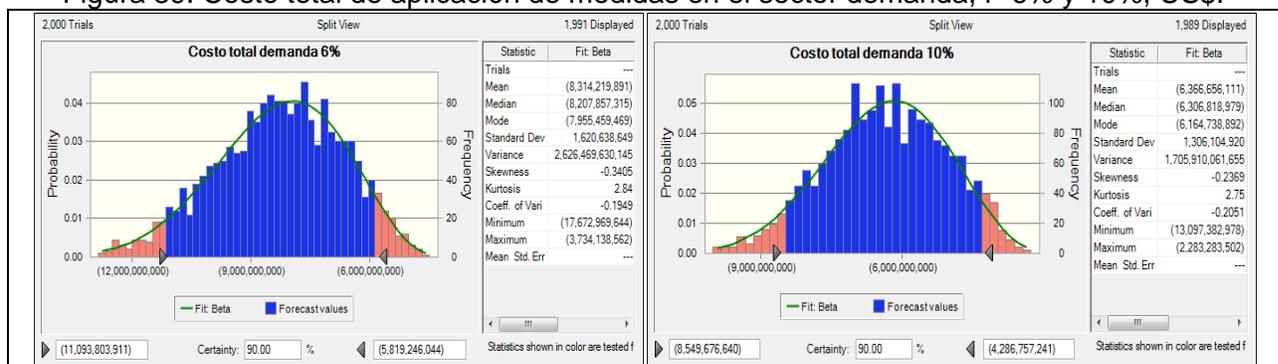
Sector	Medida	Potencial (MMtCO ₂)	Pot. Acumulado
Transporte	Híbridos	0,20	0,20
CPR	Stand by	0,20	0,40
CPR	Etiquetado	0,10	0,50
Transporte	Aerodinámica	0,10	0,60
CPR	Duchas	0,13	0,73
CPR	Eficiencia P y C	0,15	0,88
Transporte	AT y Ecodriving	0,06	0,94
CPR	Calderas	0,03	0,97
CPR	Luminaria	0,20	1,17

CPR	Refrigeradores	0,34	1,51
Industria	Motores	0,30	1,81
Industria	Papel	0,09	1,90
Industria	Siderurgia	0,08	1,98
Industria	Cobre	4,00	5,98
CPR	Acondicionamiento SUR	0,02	6,00
CPR	Colectores	0,11	6,11
Industria	Horno	0,20	6,31
Industria	Clinker	0,20	6,51
Transporte	Chat. Camión	0,29	6,80
Transporte	Biocombustibles	2,43	9,23

Fuente: Elaboración propia

La siguiente figura muestra el costo, o el valor presente de la diferencia de los flujos producidos por la implementación de las medidas seleccionadas versus la situación base utilizando tasas de descuento de 6% y 10%. A una tasa de 6% el costo se distribuye Beta (Mínimo=-17.673 millones, Máximo=-3.734 millones, Alpha=10,28, Beta=5,03), con un valor de máxima probabilidad en US\$ -7.955 millones, y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-11.094 , -5.819] en millones de dólares. Mientras que a una tasa de 10% el costo se distribuye Beta (Mínimo=-13.097 millones, Máximo=-2.283 millones, Alpha=5,40, Beta=5,70), con un valor de máxima probabilidad en US\$ -6.165 millones, y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-8.550 , -4.287] en millones de dólares.

Figura 39: Costo total de aplicación de medidas en el sector demanda, r=6% y 10%, US\$.



Fuente: Elaboración propia

Luego, el resultado del costo de las medidas disminuye en US\$ 1.790 millones al utilizar una tasa de descuento de 10%.

El siguiente cuadro muestra la contribución a la varianza y correlación de las variables estocásticas más influyentes. En él se observa que el principal responsable de la volatilidad de los costos (ahorros) es el precio del barril de petróleo con una correlación de -0,76. Este resultado es justificado por la transversalidad de la variable y su resultado se basa en el hecho que a mayor precio futuro de la variable, el costo de la implementación de las medidas disminuye debido al aumento de los ahorros. La segunda variable en orden de relevancia es el precio del biodiesel, la presencia de esta

variable se debe al alto potencial de mitigación de esta medida (2,43 MMtCO₂) y a la incertidumbre sobre el comportamiento de esta variable. Sin embargo se debe recordar que las medidas de mayor potencial de mitigación de la demanda son las relacionadas a la industria del cobre, por lo que de una evaluación acabada de este sector podrían aparecer nuevas variables de alta importancia para el cálculo del costo total de la demanda.

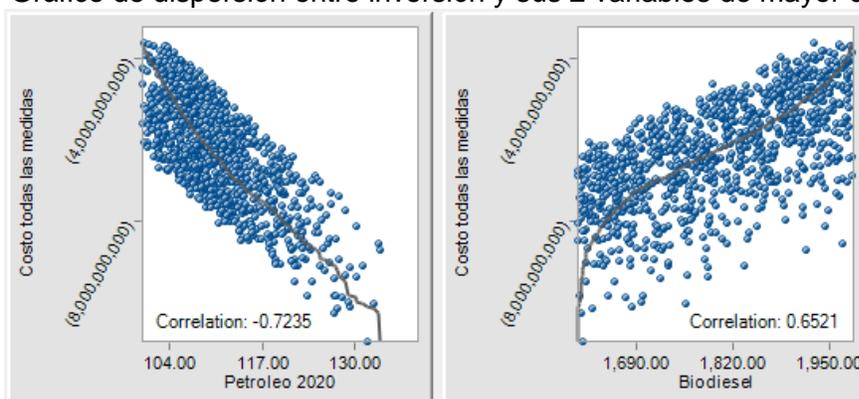
Cuadro 17: Contribución a la varianza y correlación de las variables estocásticas más influyentes al costo total del sector demanda.

Variable	Contribución a la varianza	Correlación
Petróleo 2020	60,4%	-0,759420
Precio Biodiesel 2020	39,1%	0,611056
Precio Electricidad 2020	0,4%	-0,061204
Adicional Veh. elect. 2020	0,1%	0,024213

Fuente: Elaboración propia

La siguiente figura ilustra el efecto de las principales variables sobre el costo total, en ella se observa la dispersión de los resultados, y la relación entre estos y el precio del petróleo y el biodiesel al año 2020.

Figura 40: Gráfico de dispersión entre inversión y sus 2 variables de mayor contribución.



Fuente: Elaboración propia

Una variable importante para definir las estrategias y políticas que apunten a impulsar la ejecución de las medidas de mitigación, se refiere a quien es la entidad inversora que ejecuta la medida. Conocer este dato permite generar políticas más acordes a los sectores donde se desea influir, y ayuda a definir qué instrumentos se utilizan para catalizar el desarrollo de las medidas. Las entidades inversoras pueden ser el Gobierno a través de instituciones públicas, el sector privado (Empresas), y los Hogares o usuarios finales. En el caso de las medidas evaluadas en este trabajo, la expansión de Metro es la única medida que responde a una inversión fiscal, por lo que no se evalúa esta entidad. A continuación se entregan resultados divididos por entidad inversora.

Cuadro 18: Medidas de mitigación seleccionadas, divididas por entidad inversora.

Hogares		Privados	
Medida	Potencial tCO ₂	Medida	Potencial tCO ₂

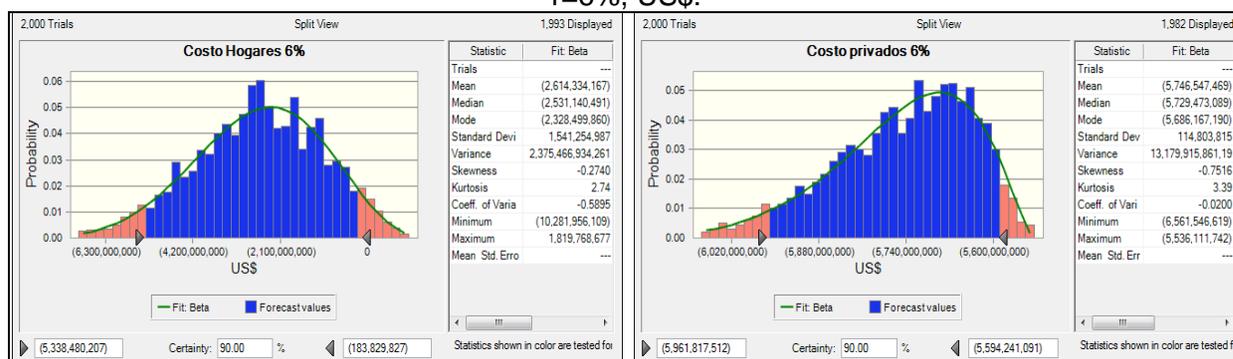
Híbridos	0,20	Aerodinámica	0,10
Stand By	0,20	Eficiencia P y C	0,15
Etiquetado	0,10	AT y Ecodriving	0,06
Duchas	0,13	Motores	0,30
Calderas	0,03	Papel	0,09
Luminaria	0,20	Siderurgia	0,08
Refrigeradores	0,34	Cobre	4,00
Acondicionamiento Sur	0,02	Horno	0,20
Colectores	0,11	Clinker	0,20
Biocombustibles	2,43	Chat. Camión	0,29
Total	3,76	Total	5,47

Fuente: Elaboración propia

El valor presente del costo total de las medidas que son financiadas por los hogares posee su valor de máxima probabilidad en US\$ -2.328 millones (Ahorro), y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-5.338 , -184] en millones de dólares. Mientras que de las medidas que son financiadas por el sector privado poseen su valor de máxima probabilidad en US\$ -5.686 millones, y con un 90% de confianza se encuentra en el intervalo [-5.961 , -5.594] en millones de dólares.

Dado que el 89% del potencial de mitigación del sector privado corresponde a medidas que se evaluaron del tipo III, es decir, medidas en las que se conservaron los resultados de los estudios referenciados, la volatilidad del resultado no puede ser usada como referencia para sacar conclusiones. Sin embargo el valor de máxima probabilidad sí representa el resultado aproximado del sector.

Figura 41: Costo total de aplicación de medidas en el sector demanda según entidad inversora, r=6%, US\$.



Fuente: Elaboración propia

La aplicación del conjunto de medidas asociadas a los hogares, las cuales mitigan 3,76 millones de tCO₂, significaría una esperanza del ahorro de US\$ 2.328 millones, lo que significa un valor presente de los ahorros de US\$ 619 por cada tonelada de CO₂ mitigada. Mientras que la aplicación del conjunto de medidas asociadas a los privados, las cuales mitigan 5,47 millones de tCO₂, significaría una esperanza del ahorro de US\$ 5.686 millones, lo que significa un valor presente de los ahorros de US\$ 1.118 por cada tonelada de CO₂ mitigada. Esta diferencia podría ser una señal que fomente la

priorización de paquetes de políticas hacia el sector privado, y particularmente al sector industrial.

7. CONCLUSIONES

La revisión de los resultados permite afirmar en primera instancia que los ahorros de energía pueden pagar holgadamente las inversiones necesarias, pero a pesar de esto, la ejecución de las medidas de mitigación se encuentra aún muy restringida por los tomadores de decisiones.

La alta necesidad de capital inicial, junto a la incertidumbre que rodea los costos de los combustibles, las tecnologías, y otras variables como el nivel de penetración que alcancen las medidas, parecen limitar en la actualidad el desarrollo de medidas que disminuyan las emisiones de CO₂ nacionales. Sin embargo esta conducta debiera cambiar en la medida en que se puedan obtener evaluaciones más precisas de los flujos que se producirán por la implementación de las distintas medidas de mitigación, y se desarrollen políticas acordes con los objetivos nacionales de mitigación.

Los resultados indican que el cumplimiento de la meta de generación de energía eléctrica en base a energías renovables no convencionales (mini hidráulica, geotérmica, eólica) genera, utilizando una tasa de descuento de 6%, ahorros del orden de US\$8.700 millones, siendo improbable que estos ahorros bajen de los US\$6.000 millones. Mientras que la meta requiere una inversión del orden US\$6.180 millones en un intervalo de confianza de 90% entre [5.980 , 6.230]. Sin embargo al utilizar una tasa de 10% los resultados son menos optimistas, disminuyendo el valor presente de la inversión a US\$4.940 millones, pero disminuyendo fuertemente los ahorros a un valor del orden de US\$6.360 millones. Esto apunta a la necesidad de políticas que generen una disminución del riesgo que perciben los inversionistas.

Por su parte la ejecución de las medidas de mitigación del sector demanda genera ahorros, utilizando tasas de descuento de 6% y 10%, del orden de US\$8.000 millones y US\$6.100 millones respectivamente, con intervalos de confianza de 90% de [11.000 , 5.800] y [8.500 , 4.300] millones de dólares respectivamente.

En conjunto, las medidas seleccionadas de los 2 sectores evaluados mitigarán 24,43 millones de toneladas, lo que equivale a un 20,3% de reducción de emisiones de CO₂ el año 2020 en comparación al escenario de línea base, cumpliéndose el objetivo nacional de reducción de emisiones de GEI.

Los principales responsables de la incertidumbre en los resultados son ampliamente el precio del petróleo y el precio del carbón. Por lo que se debe apuntar a un mejor entendimiento de estas variables, acotando los posibles valores que puedan tomar y, de esa forma minimizar la volatilidad de los resultados.

Se hace hincapié en el hecho de que los resultados obtenidos para el sector demanda no deben ser considerados como valores definitivos del costo de abatimiento, sino como referencia básica de la tendencia de los costos de mitigación y su cálculo. Esto, excepto de aquellas medidas donde explícitamente quedó indicado que se contó con toda la información bien fundada para el desarrollo de los resultados. Así mismo se

debe considerar que la penetración específica de cada medida de la demanda está sujeta a incertidumbre, la cual no fue considerada para este trabajo.

La obtención de los resultados está sujeta a una serie de etapas que deben ser cuidadosamente superadas. Es fundamental comprender la distribución de las emisiones nacionales para entender hacia donde apuntar los esfuerzos de mitigación, así como identificar las medidas acordes a los sectores seleccionados, y en consecuencia, a la realidad particular de cada país o región donde se pretenda estudiar las medidas de mitigación aplicables. Sin embargo uno de los factores críticos que determina los resultados obtenidos, es la selección y definición de las variables estocásticas, y en particular la proyección de la distribución probabilística.

En rigor, la selección de variables estocásticas puede dar lugar a una cantidad demasiado elevada de variables que definan un resultado, haciendo muy difícil centrar las conclusiones en las variables que definen la mayor parte de la incertidumbre asociada a los resultados. Esto lleva a recordar el principio de Pareto, el evaluador debe concentrar sus esfuerzos en profundizar el análisis de un grupo de variables que explican la mayor volatilidad de los resultados, claro que sin dejar de tener en consideración variables que en una primera impresión no parecieran tener mayor relevancia estocástica. De igual forma, el exceso de variables puede generar una pérdida de precisión en la prospectiva de su comportamiento.

La distribución de las variables es probablemente la información más difícil de levantar, si bien existen diversos métodos de acuerdo a qué pretenden explicar las variables, ninguno es completamente efectivo cuando hablamos de valores futuros. Si bien en este trabajo se usó principalmente opinión experta y resultados obtenidos por organismos pertinentes a los temas tratados, es ampliamente recomendado cruzar distintos métodos, como por ejemplo métodos econométricos con los mencionados anteriormente, u otras metodologías que eventualmente se desarrollen. Esto último cobra mayor importancia en el contexto del cambio climático, donde se encuentran en constante desarrollo herramientas que permiten enfrentar los análisis requeridos por la situación global.

Es importante destacar que la búsqueda de los factores que generan la incertidumbre asociada a los costos de mitigación debe representar la incertidumbre real, y no más que la incertidumbre real. Esto se subraya dado que la definición de las distribuciones de probabilidad tiene por objeto acotar la incertidumbre, y no generarla.

Finalmente, se recomienda la realización de estudios específicos en los sectores que se consideran una importante fuente de mitigación de GEI. En particular se requiere de estudios que profundicen las opciones futuras de mitigación del sector de industria y minería, y encarecidamente en la industria del cobre, dado los cambios que ha enfrentado esta industria en sus procesos, lo gravitante de su consumo energético, y el potencial de mitigación ex-post que se propone en los estudios consultados.

8. BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN

- CDT 2010. Estudio de Usos Finales y Curva de Oferta de la Conservación de la Energía en el Sector Residencial.
- DIAZ M. 1997. Desarrollo de un Modelo para el Análisis de Instrumentos de la Regulación Ambiental: Aplicación al Arsénico, Tesis, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- FAULIN j. [s.a.], Simulación De Monte Carlo Con Excel, Proyecto e-Math.
- GTZ 2010. Estrategia de expansión óptima de las ERNC en los Sistemas Interconectados.
- IEA 2010. Energy Technology Perspectives 2010.
- IPCC 2007. Impacts, Adaptation and Mitigation of Climate change: Scientific - Technical Analyses, Contribution of Working Group II to the second assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Chapter 19: Energy supply mitigation options, Cambridge University Press, Cambridge and New York, UK.
- MCKINSEY & Co. 2007. Reducing U,S, Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?.
- MCKINSEY & Co. 2009, Pathways to Low-Carbon Economy: Version 2 of the Global Greenhouse gas Abatement Cost Curve.
- MORGAN Y HENRION 1990. Uncertainty, A guide to dealing with uncertainty in quantitative risk and policy analysis, Cambridge.
- O'RYAN Y DIAZ 2008. The use of probabilistic analysis to improve decision-making in environmental regulation in a developing context: The case of arsenic regulation in Chile.
- POCH 2010. Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía.
- PRIEN 2010. Plan nacional de acción de eficiencia energética 2010-2020.
- PROGEA 2008. Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo.
- PROGEA 2010. Opciones de Estudio de Cambio Climático, BID, Banco Interamericano de desarrollo.
- PROGEA 2011a. Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO₂.
- PROGEA 2011b. Estudio de estimación de flujos de inversión y financieros para la adaptación en el sector silvoagropecuario, la mitigación en el sector transporte y la adaptación en el subsector hídrico de la infraestructura, PNUD
- SALINAS J. 1994. Stochastic Health Risk Assessment for a Hazardous Waste Incinerator, Princeton.
- SOBOL I. M. 1976. Método de Montecarlo.
- SUZUKI T. 2010, Diseño de Guía Metodológica para facilitar el desarrollo de Proyectos Programáticos para la participación de Chile en el Mercado del Carbono, Memoria de Ingeniería Civil Industrial, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.

9. ANEXOS

9.1 Barreras a las ERNC.

La experiencia internacional propone que el desarrollo de las ERNC sólo es posible bajo una estructura política y normativa bien desarrollada. La necesidad de promulgar políticas de apoyo a las energías renovables se atribuye a una serie de "barreras" o condiciones que impiden que las inversiones se concreten. A menudo el resultado de las barreras es poner las energías renovables en una situación de desventaja económica, normativa o institucional en relación a otras formas de suministro de energía. Las barreras incluyen subvenciones a formas convencionales de energía, altos costos de capital inicial junto con la falta de evaluación de riesgo del precio del combustible, la falta de conocimientos técnicos o de información, desconfianza en el mercado, prejuicios sobre la tecnología, riesgos e incertidumbres financieras, altos costos de transacción, y una variedad de factores normativos e institucionales. Muchas de estas barreras podrían ser consideradas como "distorsiones del mercado" que discriminan injustamente en contra de la energía renovable, mientras que otras tienen el efecto de aumentar los costes de las energías renovables en relación a las alternativas. Las barreras suelen ser bastante específicas dada una cierta situación, ya sea en una región o país, sin embargo, es posible dividir las barreras en 3 categorías.

Costos y precios

Existe el paradigma de que la energía renovable es más costosa que otras fuentes de energía, sin embargo en la práctica una variedad de factores pueden distorsionar la comparación. Por ejemplo, las subvenciones públicas pueden reducir los costos de los combustibles alternativos. Si bien es cierto que los costos iniciales de capital para las tecnologías de energías renovables son más altos en función de los costos por unidad (es decir, \$/kW), es ampliamente aceptado que una verdadera comparación debe hacerse sobre la base del total de los costos del "ciclo de vida" (costes de capital inicial, costos futuros de combustible, operación y costos futuros de mantenimiento, costos de desmantelamiento, y vida útil del equipo).

Subsidios a combustibles alternativos: Grandes subvenciones públicas, tanto implícitas como explícitas, se canalizan en cantidades variables para todas las formas de energía, lo que puede distorsionar las decisiones de inversión. Organizaciones como el Banco Mundial y la Agencia Internacional de la Energía (IEA) entregan subsidios anuales a los combustibles fósiles en el rango de US\$100 a 200 billones (para establecer una comparación, se gastan en el mundo unos US\$1.000 billones anuales en compras de combustibles fósiles). Estas grandes subvenciones a los combustibles fósiles pueden reducir significativamente los precios finales de la energía, colocando a las energías renovables en una posición competitiva desventajosa si no reciben subsidios equivalentes.

Los altos requerimientos de capital inicial: Aunque los menores costos operacionales y de combustibles puedan aumentar la competitividad de las ERNC sobre la base del "ciclo de vida", los mayores costos de capital inicial pueden significar

una menor capacidad inicial de ERNC instalada por dólar invertido versus las fuentes de energía convencionales, Por lo tanto, las inversiones en energías renovables, en general, requieren mayor financiamiento para la misma capacidad de generación. Las tecnologías de las energías renovables también pueden enfrentar altos impuestos y derechos de importación, exacerbando las consideraciones sobre el alto costo de inversión en relación a otras tecnologías y combustibles.

Reglas desfavorables en la fijación de precios: Las ERNC que alimentan la red eléctrica pueden no recibir el crédito correspondiente al valor de su energía. Hay dos factores que entran en juego: en primer lugar, la energía renovable generada en redes de distribución cerca de los consumidores finales, en lugar de instalaciones de generación centralizada, puede no requerir de transporte y distribución (es decir, se desplaza la energía proveniente de una línea de transmisión a un nodo de una red de distribución). Sin embargo, las compañías podrían sólo pagar las tarifas correspondientes a ventas de gran escala por la potencia, como si la generación se encontrase lejos de los consumidores finales y fuese necesario tanto transporte como distribución. Así, el valor "posicional" de la energía no es capturado por el productor. En segundo lugar, las ERNC son típicamente fuentes "intermitentes" con distintos niveles de producción dependiendo del recurso (eólico o solar) que no pueden ser totalmente controlados. Las empresas pueden no contar con la energía en un momento dado y podrían reducir los precios por ello. Los precios más bajos suelen adoptar dos formas: (i) un precio cero por el "valor de capacidad" de generación (sólo se paga por el "valor de la energía"); (ii) un precio medio pagado en las horas punta (cuando la energía es más valiosa), que es inferior al valor de la energía para la compañía, a pesar de que la producción de ERNC puede corresponder directamente con momentos de mayor demanda y por lo tanto, deberían valorarse a precios de hora punta.

Costos de transacción: Los proyectos ERNC son típicamente más pequeños que los proyectos de energía convencional. Pueden requerir información adicional no disponible, tiempo adicional, o más atención al financiamiento o a los permisos debido a la falta de familiaridad con las tecnologías o la incertidumbre sobre el rendimiento. Por estas razones, los costos de transacción de los proyectos de energías renovables - incluida la evaluación de los recursos, el emplazamiento, los permisos, la planificación, el desarrollo de propuestas de proyectos, armado de paquetes de financiamiento y negociación de contratos de compra de energía con las compañías- pueden ser mucho mayores en un esquema por kilowatt (kW), que para las centrales eléctricas convencionales.

Externalidades ambientales: Los impactos ambientales de los combustibles fósiles a menudo resultan en costos reales para la sociedad en términos de salud humana, deterioro de la infraestructura (por la lluvia ácida), disminución de los bosques y la pesca, y quizás en última instancia, por costos asociados al cambio climático. Los costos en dólares de las externalidades ambientales son difíciles de evaluar y dependen de suposiciones que pueden ser objeto de amplia interpretación y discreción, A pesar de que los impactos ambientales y los costos asociados se incluyen con frecuencia en las comparaciones económicas entre las energías renovables y convencionales, los inversores no suelen incluir estos costos medioambientales en el balance para tomar decisiones.

Legislación y regulación

Falta de un marco jurídico para los productores independientes de energía:

En muchos países, las compañías eléctricas siguen controlando el monopolio de la producción y distribución de electricidad. En estas circunstancias, en ausencia de un marco legal, los productores independientes de energía podrían no ser capaces de invertir en instalaciones de energía renovable y vender energía a las compañías o a terceros bajo algún "acuerdo de compra de energía,". O bien las compañías podrían negociar acuerdos ad-hoc de compra de energía en forma individual, lo que haría difícil para los desarrolladores de proyectos planificar y financiar proyectos sobre la base de reglas conocidas y consistentes.

Restricciones sobre emplazamiento y construcción: Turbinas eólicas, calentadores solares de agua caliente sobre techos, instalaciones fotovoltaicas e instalaciones de combustión de biomasa pueden enfrentar restricciones de construcción basadas en la altura, la estética, el ruido, o la seguridad, especialmente en las zonas urbanas. Las turbinas eólicas se han enfrentado a problemas ambientales específicos relacionados con la ubicación a lo largo de las rutas de aves migratorias y las zonas costeras. Los departamentos de planificación urbana o los inspectores de construcción pueden no estar familiarizados con las tecnologías de energía renovable y podrían no haber establecido procedimientos para hacer frente a la ubicación del proyecto y los permisos correspondientes.

Acceso a la Transmisión: Las compañías podrían no permitir un acceso favorable a la transmisión a los productores de ERNC, o cobrar altos precios para el acceso a ésta. El acceso a la transmisión es necesario debido a que algunos recursos energéticos renovables como los sitios con mucho viento y los combustibles de biomasa pueden estar ubicados lejos de los centros de mayor población; además el acceso a la red es necesario para las ventas directas de terceros entre el productor de energía renovable y un consumidor final.

Requisitos de interconexión de las compañías: Hogares o sistemas comerciales conectados a las redes eléctricas pueden enfrentar requisitos de interconexión costosos, inconsistentes o poco claros. La falta de requerimientos uniformes puede aumentar los costos de transacción. La seguridad y el riesgo de alimentación de calidad, por parte de entidades independientes, es una preocupación legítima de las compañías eléctricas, éstas pueden tender a establecer requisitos de interconexión que van más allá de lo necesario o práctico para los pequeños productores.

Desempeño del mercado

Falta de acceso a crédito: Los desarrolladores de proyectos o los consumidores pueden carecer de acceso a crédito para comprar o invertir en energías renovables debido a la falta de garantías, poca solvencia, o a mercados de capital distorsionados. En las zonas rurales, los préstamos de microcrédito para sistemas de energía renovable a escala "familiar" no existen. El período de los préstamos disponibles puede ser demasiado corto en relación con el período de inversión o la vida útil de los equipos. En algunos países, los desarrolladores de proyectos de energía tienen

dificultades para obtener financiamiento bancario debido a la incertidumbre sobre si las compañías eléctricas seguirán cumpliendo los acuerdos de compra de energía a largo plazo.

Riesgo e incertidumbre percibidos en el rendimiento de la tecnología: Las tecnologías aunque probadas y costo-efectivas todavía pueden ser percibidas como riesgosas si se tiene poca experiencia con ellas en una nueva aplicación o región. La falta de instalaciones visibles y familiaridad con las tecnologías de energía renovable puede dar lugar a percepciones de mayor riesgo técnico en relación a fuentes de energía convencionales. Estas percepciones pueden aumentar las tasas de retorno requeridas, resultando en una menor disponibilidad de capital, o estableciendo requisitos más estrictos en la selección de la tecnología y la evaluación de los recursos.

Falta de conocimientos técnicos, comerciales y de información: Los mercados funcionan mejor cuando todo el mundo tiene acceso a bajo costo a buena información y a las habilidades técnicas requeridas. Sin embargo, en mercados específicos, el personal capacitado que puede instalar, operar y mantener las tecnologías de energía renovables pueden no existir en gran número, Los desarrolladores de proyectos pueden carecer de suficientes habilidades técnicas, financieras y de desarrollo de habilidades empresariales. Los consumidores, administradores, ingenieros, arquitectos, prestamistas o planificadores pueden carecer de información sobre características tecnológicas de la energía renovable, los costos y beneficios tanto económicos como financieros, los recursos geográficos, la experiencia operativa, los requisitos de mantenimiento, las fuentes de financiación y los servicios de instalación. La falta de conocimientos y de información puede aumentar la percepción de las incertidumbres y bloquear o retrasar las decisiones.

9.1.1 ERNC en Chile

Ley 20,257 y consecuencias

La ley 20,257 de energías renovables no convencionales se publicó oficialmente el 1° de Abril del 2008, e introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos en relación a la generación de energía con fuentes renovables no convencionales. Posteriormente el 1° de Diciembre del 2009 se publicó la resolución N°1,287 que establece las normas para la implementación de la ley.

La ley indica que las empresas eléctricas que realicen retiros de energía para su comercialización con distribuidores o clientes finales deben acreditar que un 10% de sus retiros haya sido inyectado al sistema por generación a través de ERNC, estableciendo un cargo de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto a su obligación.

Además la norma define ERNC a considerar en el país, estos son:

- Energía hidráulica (inferior a 20 MW)
- Energía de la biomasa
- Energía geotérmica
- Energía solar

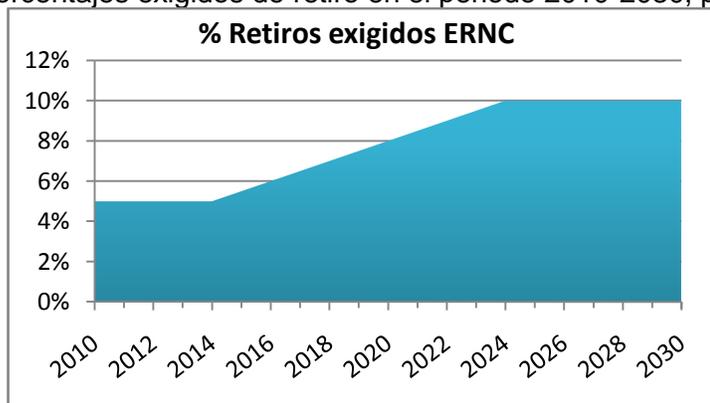
- Energía eólica
- Energía de los mares
- Estaciones de cogeneración eficientes de menos de 20 MW

Disposiciones transitorias

Estas disposiciones establecen condiciones de aplicación de la norma indicando plazos, formas y alcances que estarán suscritos a la legislación. Las disposiciones establecen que la ley en cuestión rige a partir del 1º de Enero del 2010 por un plazo de 25 años, graduando su aplicación desde un 5% de retiro de energía proveniente de ERNC los 4 primeros años hasta el 10% el año 2024 con alzas de 0,5% en los años intermedios tal como se indica en el siguiente gráfico.

Las disposiciones transitorias establecen que se puede acreditar la inyección de energía desde fuentes que se hayan conectado a los sistemas eléctricos después del 1º de Enero del 2007, además define qué contratos estarán afectos al cumplimiento de la obligación. Respecto a esto se indica que la ley se aplica a todos los retiros de energía cuyos contratos se suscriban a partir del 30 de Agosto del 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, u otras convenciones similares. Adicionalmente se indica que el aumento progresivo de la obligación no se exigirá respecto de empresas distribuidoras que hayan comenzado sus procesos licitatorios antes de la fecha de promulgación de la ley.

Figura 42: Porcentajes exigidos de retiro en el periodo 2010-2030, por ley 20,257,



Fuente: Elaboración propia.

Estas disposiciones implican que existirán contratos que estarán afectos a una obligación constante de acreditar sólo 5%, y otros que no tendrán obligaciones de acreditación. Por lo que la base de aplicación real de la ley es menor a la oferta de ERNC, esto implica que se generarán distorsiones de los porcentajes de participación de las ERNC, ya que para efectos de la ley este cálculo no se haría sobre el 100% de las fuentes, siendo por ejemplo para el año 2010 sólo un 0,99% el porcentaje real de inyección de ERNC exigido por la ley.

Adicionalmente no es posible calcular con certeza la proporción efectiva de contratos afectos a la normativa, dado que en el caso de contratos para satisfacer el suministro de clientes libres, estos acuerdos corresponden a instrumentos firmados entre privados que no están sujetos a obligación alguna de publicar su alcance. Sin

embargo se espera que al año 2020 alrededor del 90% de los contratos estarían afectados a la ley, por lo que la exigencia de inyección de un 8% de ERNC sería en términos reales del orden del 7%, y al año 2024 la totalidad de los contratos estarían afectados cumpliendo el objetivo del 10%.

Objetivo 20/20

Tomando como base el resultado obtenido de este trabajo de memoria, se requiere una potencia adicional de ERNC a instalar para estar operativa el año 2020 de 3.470 MW. Este valor aumentaría de acuerdo a la proporción de la oferta de ERNC que sería acreditable según la ley al año 2020.

Para cumplir esta meta se requerirán de modificaciones legales que incorporen soluciones a la problemática que presenta la ley 20,257 y sus disposiciones transitorias, para lograr un 20% de participación real de ERNC en la inyección de energía a los sistemas interconectados. Además se debe considerar el desarrollo de instrumentos de fomento para las nuevas tecnologías como medida complementaria.

Algunas líneas de acción son:

- Ajustar la cuota de ERNC definida por la ley, junto a la estructura anual de crecimiento necesaria para dicha cuota.
- La modificación de la ley, de forma que la totalidad de los contratos estén afectados a la exigencia en un plazo inferior a 10 años, de acuerdo al cumplimiento de la meta. O en su defecto re-calculan las cuotas para que la energía inyectada bajo contratos afectados a la ley represente el objetivo nacional.
- Redefinición de las ERNC de pasada de acuerdo a la tendencia internacional para lograr acreditar una porción de la producción de energía en centrales hidroeléctricas mayores a 20 MW. En México se definió este límite en 30MW, lo que en el caso chileno lograría reducir la complejidad de los objetivos propuestos.
- Generar condiciones para acreditación y creación de un mercado financiero que permita la transacción de las acreditaciones como producto adicional a la energía y potencia.
- Incorporar instrumentos financieros que apoyen la estabilización de los ingresos de proyectos ERNC.

Diagnóstico de barreras a las ERNC en Chile

Los cambios legales en el ámbito de las ERNC han condicionado de manera importante las perspectivas de desarrollo futuro de las mismas en el país, Se ha argumentado que las modificaciones legales tienen por objetivo central:

- Aumentar la seguridad de suministro a través de una diversificación de la matriz energética.
- Aumentar la eficiencia de suministro.
- Estimular desarrollo ambientalmente sustentable.

- Eliminación de barreras.

Por su parte, un análisis de la realidad nacional permite identificar algunos elementos que dificultan la entrada de estas nuevas tecnologías, entre los que destacan:

- Incertidumbre en cuanto a costos reales de inversión y operación en el caso de Chile.
- Inseguridad en la compra de energía.
- Precio de compra de la energía muy bajo en comparación con costos de inversión actuales en dichas tecnologías.
- Dificultad para inyectar energía en redes de media o baja tensión, tanto por razones administrativas como legales.

Para los tres primeros puntos, los efectos de los cambios reglamentarios podrían ser considerados marginales. En efecto, la meta de un 10% de las ventas de energía para 2024¹¹, si bien constituiría un aporte a la seguridad y al medioambiente, resulta en un cambio menor respecto de una situación esperada. En relación a la eficiencia de suministro, no es claro que el desempeño económico del sector eléctrico mejore. Las señales de precio, sumadas a los límites mínimos de penetración definidos, pueden dar lugar a decisiones de inversión de las empresas privadas que se traduzcan, en definitiva, en un aumento de los precios finales a los consumidores. Sin embargo, las modificaciones introducidas parecen tener un efecto muy directo en la eliminación de barreras a la integración de ERNC en los sistemas eléctricos nacionales.

A continuación se enumera un conjunto de barreras que han sido abordadas, en mayor o menor grado, por los cambios reglamentarios experimentados:

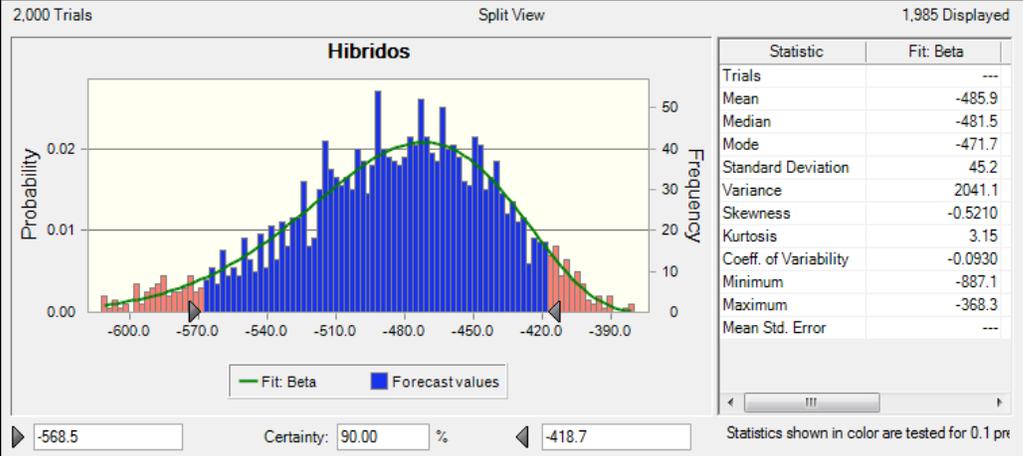
- Participación en el mercado: La Ley Corta II y el DS 244 de 2005 permiten asegurar a las ERNC una participación en las transferencias de energía y potencia del mercado mayorista. Esta participación regulada, sirve a las empresas ERNC como referente para una eventual negociación bilateral con las empresas de distribución, bajo condiciones más atractivas.
- Acceso a redes: En la medida que las empresas de distribución controlan la infraestructura esencial, es decir, las líneas de distribución que permiten acceder al consumidor final, la no definición de los peajes dificulta el acceso de cualquier agente distinto de la distribuidora a este potencial cliente. Los cambios reglamentarios definieron los peajes de distribución de manera de asegurar una postura neutral para la empresa distribuidora. Por otra parte, se reconoce que los costos de conexión de una empresa ERNC deben tomar en cuenta las inversiones requeridas, pero también los ahorros para la empresa distribuidora. Si bien el tema no ha sido reglamentado con claridad, se reconoce un avance en la materia que elimina barreras de conexión a las redes.

¹¹ No se incluye en la discusión la meta 20-20 por no estar completamente reglamentada.

- Precios, financiamiento: Con el fin de poder entregar mayor claridad respecto de los ingresos esperados en un proyecto ERNC, la reglamentación ha incluido una metodología para referir los precios del mercado mayorista a las barras de inyección de los proyectos ERNC. Asimismo, se ha incorporado un mecanismo de estabilización de precios, que busca eliminar barreras financieras presentes en los procesos de negociación de créditos para estos proyectos. Una mayor facilidad en la estimación de los precios futuros permitiría una estimación más simple de los ingresos esperados por parte del inversionista de ERNC.
- Tecnología: El desconocimiento en el país de tecnologías genera una barrera de conocimiento que tiende a inhibir la incorporación de las ERNC. Este desconocimiento se manifiesta en una mayor incertidumbre respecto de los costos de operación, mantenimiento y formas de aplicación de reglamentos específicos. La obligatoriedad de incorporación de energía a base de ERNC definida en la Ley 20,257 sin duda que contribuye a derribar este tipo de barreras, permitiendo la diseminación del conocimiento en el uso de estas tecnologías. Es discutible si el efecto de poder derribar esta barrera es consistente con posibles efectos negativos de este cambio legal en la operación del mercado (precios, costos).
- Económicas: La liberación parcial o total de pagos de peajes del sistema troncal sin duda que tiene un efecto en el flujo de caja de un proyecto de ERNC. El sustento económico de esta liberación radicaría en reflejar una externalidad positiva de los desarrollos renovables de tipo distribuido, ya que evitarían o retrasarían inversiones en los sistemas de transmisión al abastecer localmente consumos eléctricos. Por su parte, la Ley 20,257 también tiene un efecto económico directo al fijar una cuota mínima de energía renovable en el sistema. Sin embargo, en este caso, el efecto se percibe como un subsidio directo en la medida que la tecnología no sea competitiva.
- Conocimiento, cultura: La incorporación de estas tecnologías plantea barreras de conocimiento y culturales que pueden ser abordadas a través de iniciativas tales como: creación de programas de perfeccionamiento, educación en eficiencia energética y recursos naturales, proyectos de investigación asociados. Ejemplos de estas iniciativas son el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) y los Consorcios de Innovación de CORFO.

9.2 Fichas de las medidas sector demanda.

Se presentan las fichas de las medidas con evaluación tipo I o tipo II que no se encuentran en el cuerpo del informe.

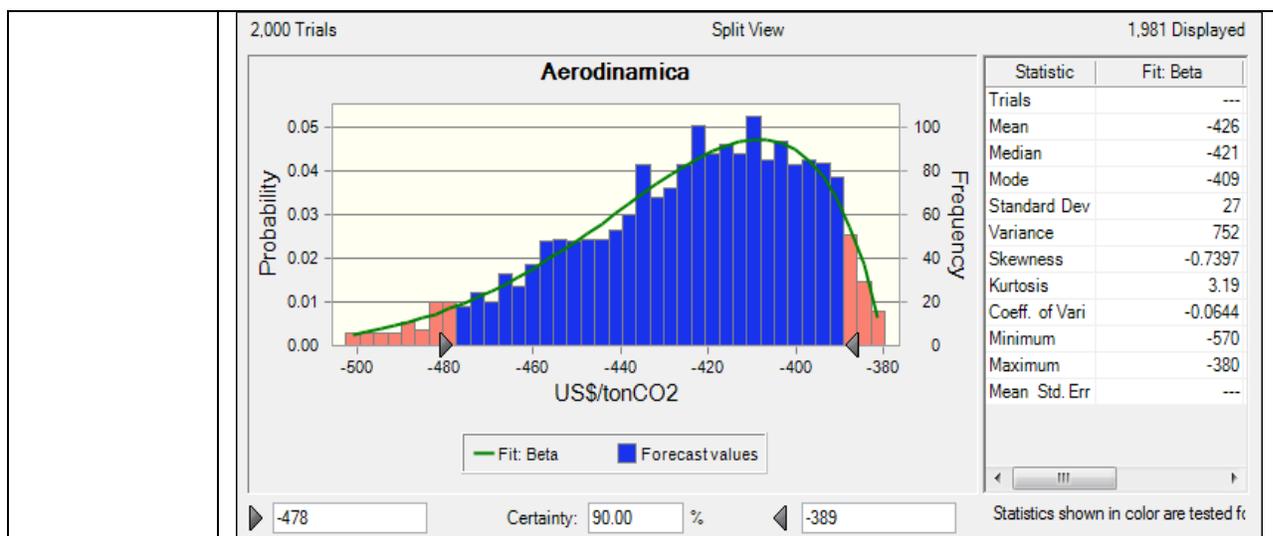
Vehículos Híbridos													
Sector	Transporte												
Subsector	Vehículos livianos												
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de vehículos híbridos al parque nacional de vehículos livianos. La incorporación de estos vehículos al parque está definida por una participación creciente de esta tecnología en las ventas de automóviles livianos.												
Potencial de penetración	La participación de los vehículos híbridos en las ventas está dada por: <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Línea Base</th> <th>Medida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2010</td> <td>0,05%</td> <td>0,05%</td> </tr> <tr> <td>2015</td> <td>0,50%</td> <td>3,00%</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>3,00%</td> <td>10,00%</td> </tr> </tbody> </table>	Año	Línea Base	Medida	2010	0,05%	0,05%	2015	0,50%	3,00%	2020	3,00%	10,00%
Año	Línea Base	Medida											
2010	0,05%	0,05%											
2015	0,50%	3,00%											
2020	3,00%	10,00%											
Potencial de mitigación	El potencial de mitigación de emisiones del año 2020 es 200 MtCO ₂ .												
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento Tec. Híbrida: 19 Km/lt. • Rendimiento Tec. Convencional 10 Km/lt. • Vida Útil: 12 años. • Nivel de actividad: 15.000 Km/año. • Aumento de eficiencia anual veh. híbridos nuevos: 1.69%. • Aumento de eficiencia anual veh. convencionales: 1.39%. • Factor de emisión gasolina: 0,00216 tCO₂/Lt • Costo año 2010: 5.000 (2009)US\$ 												
Resultados	Parámetros económicos de la medida. <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>2010</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo anualizado unitario 2020, r=6%</td> <td>US\$/veh</td> <td>-712</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado medida, r=6%</td> <td>MUS\$</td> <td>-92.300</td> </tr> </tbody> </table> <p>Costo de abatimiento: -471,7 US\$/tCO₂</p> 	Variable	Unidad	2010	Costo anualizado unitario 2020, r=6%	US\$/veh	-712	Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	-92.300			
Variable	Unidad	2010											
Costo anualizado unitario 2020, r=6%	US\$/veh	-712											
Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	-92.300											
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. POCH (2009). "Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía", POCH 2009. 2. PROGEA (2008), "Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo". 3. PROGEA (2011), "Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de 												

	escenarios de mitigación de CO2". 4. PROGEA (2011), "Estudio de estimación de flujos de inversión y financieros para la adaptación en el sector silvoagropecuario, la mitigación en el sector transporte y la adaptación en el subsector hídrico de la infraestructura".
--	---

Vehículos Eléctricos ZEV													
Sector	Transporte												
Subsector	Vehículos livianos												
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de vehículos eléctricos ZEV al parque nacional de vehículos livianos. La incorporación de estos vehículos al parque está definida por una participación creciente de esta tecnología en las ventas de automóviles livianos.												
Potencial de penetración	La participación de los vehículos ZEV en las ventas está dada por: <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Línea Base</th> <th>Medida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2010</td> <td>0,00%</td> <td>0,00%</td> </tr> <tr> <td>2015</td> <td>0,03%</td> <td>0,05%</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>0,05%</td> <td>1,00%</td> </tr> </tbody> </table>	Año	Línea Base	Medida	2010	0,00%	0,00%	2015	0,03%	0,05%	2020	0,05%	1,00%
Año	Línea Base	Medida											
2010	0,00%	0,00%											
2015	0,03%	0,05%											
2020	0,05%	1,00%											
Potencial de mitigación	El potencial de mitigación de emisiones del año 2020 es 14 MtCO2.												
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento Tec. ZEV: Año 2010: 4 Km/kwh; Año 2020: 5 Km/kwh. • Rendimiento Tec. Convencional 10 Km/lit. • Vida Útil: 12 años. • Nivel de actividad: 15.000 Km/año. • Aumento de eficiencia anual veh. convencionales nuevos: 1.39%. • Factor de emisión gasolina: 0,00216 tCO2/Lt • Factor de emisión red eléctrica: 0,48 tCO2/MWh • Costo año 2010: 30.000 (2009)US\$ 												
Resultados	<p>Parámetros económicos de la medida.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Esperanza</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo anualizado unitario 2020, r=6%</td> <td>US\$/veh</td> <td>169</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado medida, r=6%</td> <td>MUS\$</td> <td>5.200</td> </tr> </tbody> </table> <p>Costo de abatimiento: 314,5 US\$/tCO2</p>	Variable	Unidad	Esperanza	Costo anualizado unitario 2020, r=6%	US\$/veh	169	Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	5.200			
Variable	Unidad	Esperanza											
Costo anualizado unitario 2020, r=6%	US\$/veh	169											
Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	5.200											
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. POCH (2009). "Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía", POCH 2009. 2. PROGEA (2008), "Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo". 												

	<p>3. PROGEA (2011), "Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO2".</p> <p>4. PROGEA (2011), "Estudio de estimación de flujos de inversión y financieros para la adaptación en el sector silvoagropecuario, la mitigación en el sector transporte y la adaptación en el subsector hídrico de la infraestructura".</p>
--	---

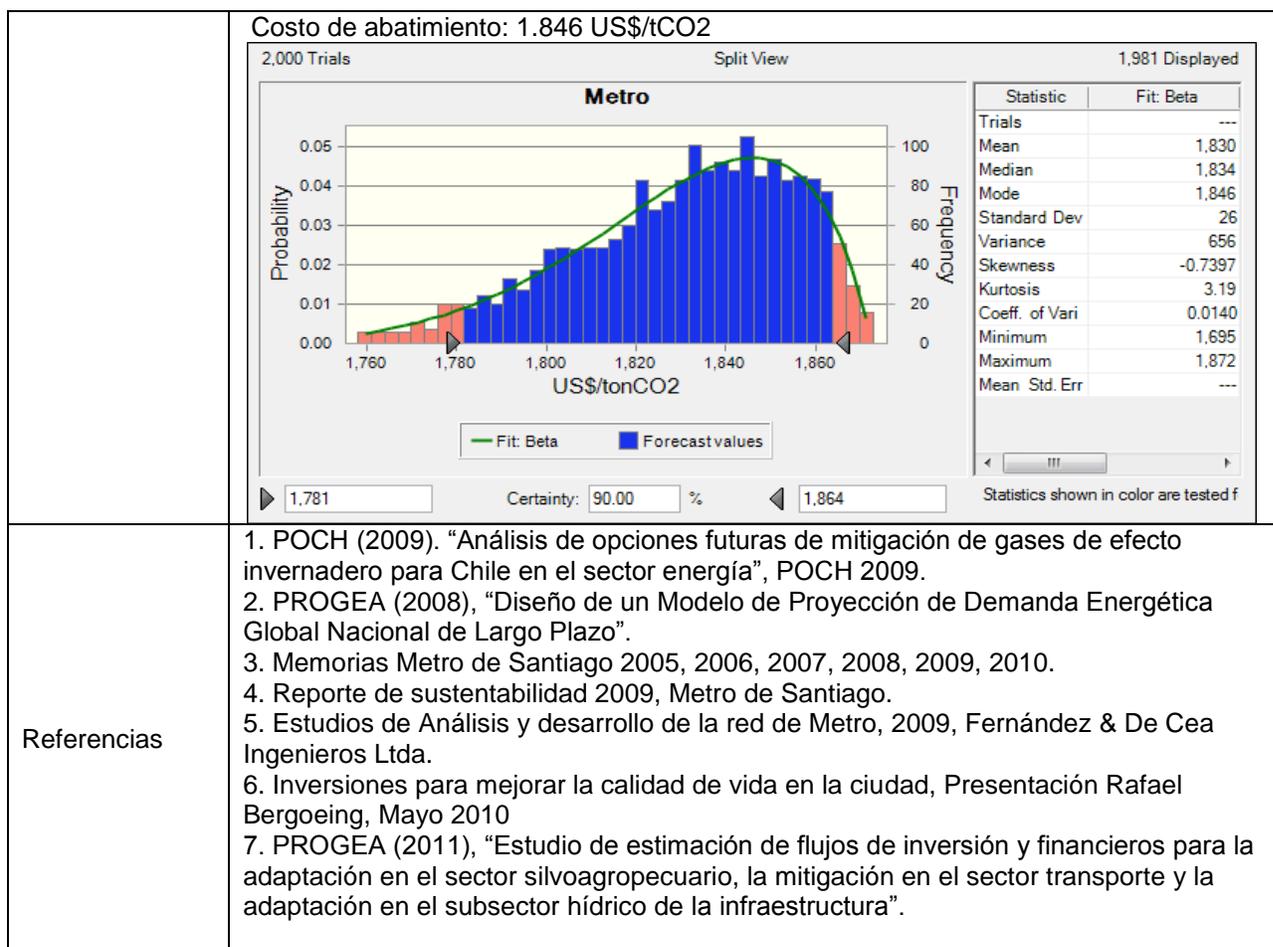
Equipamiento aerodinámico																																																																
Sector	Transporte																																																															
Subsector	Vehículos pesados																																																															
Descripción	<p>La medida contempla la incorporación de equipamiento aerodinámico a flotas de camiones de carga. La incorporación de esta tecnología permite el ahorro de combustible debido a la menor resistencia aerodinámica que ofrecen los camiones.</p> <p>Equipo considerado:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>#</th> <th>Tipo equipo</th> <th>Equipo</th> <th>Costo £</th> <th>Costo (2010)US\$</th> <th>% Ahorros</th> <th>Fuente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3</td> <td>Equipo aerodinámico para cabina</td> <td>Collares y Carenado Techo</td> <td>700</td> <td>1.120</td> <td>6,5%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Equipo aerodinámico para cabina</td> <td>Deflector para parachoques</td> <td>250</td> <td>400</td> <td>0,7%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>Equipo aerodinámico para cabina</td> <td>Carenado Laterales</td> <td>350</td> <td>560</td> <td>0,6%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>Equipo aerodinámico para Chasis y generales</td> <td>Paneles laterales para tractores</td> <td>750</td> <td>1.200</td> <td>0,6%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>Equipo aerodinámico para Chasis y generales</td> <td>Paneles laterales para tráiler</td> <td>1.225</td> <td>1.960</td> <td>0,7%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Equipo aerodinámico para Chasis y generales</td> <td>Carenado frontal para container</td> <td>350</td> <td>560</td> <td>0,7%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>Equipo aerodinámico para Chasis y generales</td> <td>Visores solares para cabina</td> <td>200</td> <td>320</td> <td>1,6%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Equipo aerodinámico para Chasis y generales</td> <td>Espejos Aerodinámicos</td> <td>100</td> <td>160</td> <td>0,1%</td> <td>FBP (2007)</td> </tr> </tbody> </table>	#	Tipo equipo	Equipo	Costo £	Costo (2010)US\$	% Ahorros	Fuente	3	Equipo aerodinámico para cabina	Collares y Carenado Techo	700	1.120	6,5%	FBP (2007)	4	Equipo aerodinámico para cabina	Deflector para parachoques	250	400	0,7%	FBP (2007)	5	Equipo aerodinámico para cabina	Carenado Laterales	350	560	0,6%	FBP (2007)	6	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Paneles laterales para tractores	750	1.200	0,6%	FBP (2007)	7	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Paneles laterales para tráiler	1.225	1.960	0,7%	FBP (2007)	8	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Carenado frontal para container	350	560	0,7%	FBP (2007)	9	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Visores solares para cabina	200	320	1,6%	FBP (2007)	10	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Espejos Aerodinámicos	100	160	0,1%	FBP (2007)
	#	Tipo equipo	Equipo	Costo £	Costo (2010)US\$	% Ahorros	Fuente																																																									
	3	Equipo aerodinámico para cabina	Collares y Carenado Techo	700	1.120	6,5%	FBP (2007)																																																									
	4	Equipo aerodinámico para cabina	Deflector para parachoques	250	400	0,7%	FBP (2007)																																																									
	5	Equipo aerodinámico para cabina	Carenado Laterales	350	560	0,6%	FBP (2007)																																																									
	6	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Paneles laterales para tractores	750	1.200	0,6%	FBP (2007)																																																									
	7	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Paneles laterales para tráiler	1.225	1.960	0,7%	FBP (2007)																																																									
	8	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Carenado frontal para container	350	560	0,7%	FBP (2007)																																																									
	9	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Visores solares para cabina	200	320	1,6%	FBP (2007)																																																									
	10	Equipo aerodinámico para Chasis y generales	Espejos Aerodinámicos	100	160	0,1%	FBP (2007)																																																									
Potencial de penetración	<p>Se definen 3 packs de equipamiento aerodinámico:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Pack</th> <th>Penetración LB</th> <th>Penetración Medida</th> <th>Equipos incluidos en pack</th> <th>Costo (2010)US\$</th> <th>% Reducción consumo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>60%</td> <td>60%</td> <td>3</td> <td>1.120</td> <td>6,5%</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>30%</td> <td>30%</td> <td>3, 4, 5, 6</td> <td>3.280</td> <td>8,4%</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>10%</td> <td>10%</td> <td>3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10</td> <td>6.280</td> <td>11,5%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Penetración sobre el parque de camiones, Línea Base: 50%</p> <p>Penetración sobre el parque de camiones, Medida: 60%</p>	Pack	Penetración LB	Penetración Medida	Equipos incluidos en pack	Costo (2010)US\$	% Reducción consumo	A	60%	60%	3	1.120	6,5%	B	30%	30%	3, 4, 5, 6	3.280	8,4%	C	10%	10%	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	6.280	11,5%																																							
Pack	Penetración LB	Penetración Medida	Equipos incluidos en pack	Costo (2010)US\$	% Reducción consumo																																																											
A	60%	60%	3	1.120	6,5%																																																											
B	30%	30%	3, 4, 5, 6	3.280	8,4%																																																											
C	10%	10%	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	6.280	11,5%																																																											
Potencial de mitigación	El potencial de mitigación de emisiones del año 2020 es 97 MtCO2.																																																															
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento promedio: 3,5 Km/lit. • Vida Útil: 15 años. • Nivel de actividad: 65.000 Km/año. • Aumento de eficiencia anual veh. convencionales nuevos: 1.39%. • Factor de emisión Diesel: 0,0026 tCO2/Lt 																																																															
Resultados	<p>Parámetros económicos de la medida.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Esperanza</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo anualizado unitario 2020, r=6%</td> <td>US\$/veh</td> <td>-1.784</td> </tr> <tr> <td>Costo anualizado medida, r=6%</td> <td>MUS\$</td> <td>-39.560</td> </tr> </tbody> </table> <p>Costo de abatimiento: -409 US\$/tCO2</p>	Variable	Unidad	Esperanza	Costo anualizado unitario 2020, r=6%	US\$/veh	-1.784	Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	-39.560																																																						
Variable	Unidad	Esperanza																																																														
Costo anualizado unitario 2020, r=6%	US\$/veh	-1.784																																																														
Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	-39.560																																																														



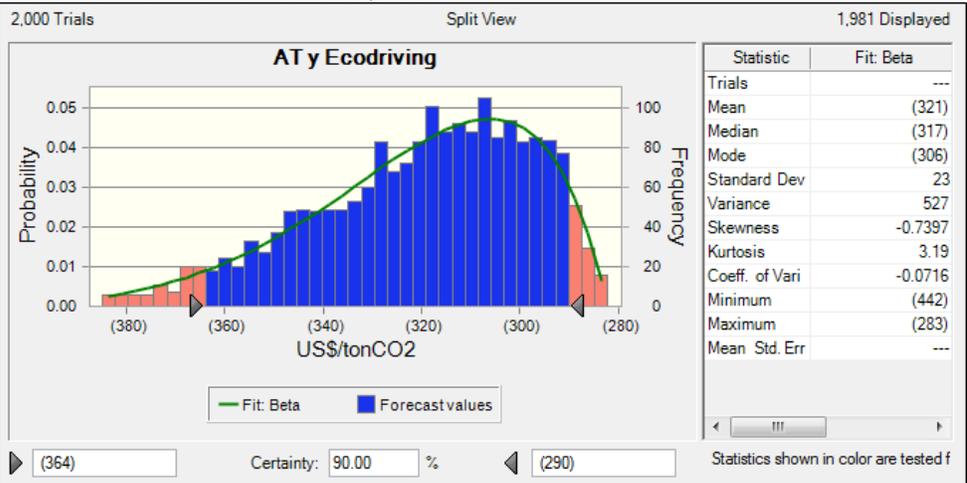
Referencias

1. POCH (2009). "Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía", POCH 2009.
2. PROGEA (2008), "Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo".
3. PROGEA (2011), "Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO2".
4. PROGEA (2011), "Estudio de estimación de flujos de inversión y financieros para la adaptación en el sector silvoagropecuario, la mitigación en el sector transporte y la adaptación en el subsector hídrico de la infraestructura".
5. FBP (2007). "Aerodynamics for Efficient Road Freight Operations", FreightBestPractice 2007

Incorporación de líneas de Metro adicionales							
Sector	Transporte						
Subsector	Transporte de pasajeros						
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de nueva líneas de metro.						
Potencial de penetración	En la línea base se incorporan las nuevas líneas 3 y 6 que se proyectan para el año 2015, en la medida se incorporan adicionalmente 2 nuevas líneas equivalentes a las líneas 3 y 6 que comienzan a operar el año 2020.						
Potencial de mitigación	El potencial de mitigación de emisiones del año 2020 es 47 MtCO2.						
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • O&M por estación: (2010)M\$1.725.301 por estación • Vida Útil: 40 años. • Inversiones: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>Línea</td> <td>USM\$(2010)</td> </tr> <tr> <td>Línea 3</td> <td>1.400.000</td> </tr> <tr> <td>Línea 6</td> <td>957.000</td> </tr> </table> • 10% aumento de metro disminuye un 2% viajes en automóviles (de Grange, Troncoso et al. 2009) • Factor de emisión Gasolina: 0,00216 tCO2/Lt 	Línea	USM\$(2010)	Línea 3	1.400.000	Línea 6	957.000
Línea	USM\$(2010)						
Línea 3	1.400.000						
Línea 6	957.000						
Resultados	Parámetros económicos de la medida. <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Esperanza</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo anualizado medida, r=6%</td> <td>MUS\$</td> <td>86.357</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Unidad	Esperanza	Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	86.357
Variable	Unidad	Esperanza					
Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	86.357					



AT y Ecodriving													
Sector	Transporte												
Subsector	Vehículos pesados												
Descripción	La medida consiste en capacitar a los operadores de buses comerciales y flotas de camiones en mejores prácticas de conducción (EcoDriving), disminuyendo el consumo de combustible utilizado y por lo tanto disminuyendo las emisiones de CO ₂ de los vehículos. Además se implementan medidas de Asistencia Técnica para mejorar la gestión de las flotas de las empresas de transporte.												
Potencial de penetración	<p>Penetración línea base Conducción eficiente camiones, 13,34% el año 2020, crecimiento lineal.</p> <p>Penetración línea base AT camiones, 10% el año 2020, crecimiento lineal.</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>Parque Transantiago 6400 Buses</td> <td>Empresas 12</td> </tr> <tr> <td>Penetración base Transantiago AT 50%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Penetración adicional Transantiago AT 100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Penetración Capacitación Buses interurbanos 10% Conductores</td> <td>(2 x bus)</td> </tr> <tr> <td>Penetración AT Buses interurbanos (Empresas) 10% Empresas:</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>Penetración adicional Buses interurbanos</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Parque Transantiago 6400 Buses	Empresas 12	Penetración base Transantiago AT 50%		Penetración adicional Transantiago AT 100%		Penetración Capacitación Buses interurbanos 10% Conductores	(2 x bus)	Penetración AT Buses interurbanos (Empresas) 10% Empresas:	30	Penetración adicional Buses interurbanos	
Parque Transantiago 6400 Buses	Empresas 12												
Penetración base Transantiago AT 50%													
Penetración adicional Transantiago AT 100%													
Penetración Capacitación Buses interurbanos 10% Conductores	(2 x bus)												
Penetración AT Buses interurbanos (Empresas) 10% Empresas:	30												
Penetración adicional Buses interurbanos													

	20% Capacitación y AT																																																													
	Penetración medida: 20% adicional sobre la línea base																																																													
Potencial de mitigación	El potencial de mitigación de emisiones del año 2020 es 200 MtCO ₂ .																																																													
Datos y supuestos	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Ítem</th> <th>Costo</th> <th>Unidad</th> <th>Unidad física</th> <th>Fuente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Capacitación</td> <td>126</td> <td>(2009)US\$</td> <td>p/conductor</td> <td>INACAP 2009</td> </tr> <tr> <td>Eq. de monitoreo</td> <td>58</td> <td>UF</td> <td>p/conductor</td> <td>DEUMAN 2009</td> </tr> <tr> <td>Software AT</td> <td>100.009,8</td> <td>(2010)US\$</td> <td>p/empresa</td> <td>AGT</td> </tr> <tr> <td>Explotación sistemas</td> <td>5.879,5</td> <td>(2010)US\$</td> <td>p/empresa</td> <td>AGT</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Camiones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nivel de actividad</td> <td>65.000</td> <td>Km/año</td> </tr> <tr> <td>Rendimiento</td> <td>3,5</td> <td>Km/Lt</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Buses Transantiago</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nivel de actividad</td> <td>70.000</td> <td>Km/año</td> </tr> <tr> <td>Rendimiento</td> <td>1,71</td> <td>Km/Lt</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Buses interurbanos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nivel de actividad</td> <td>55.000</td> <td>Km/año</td> </tr> <tr> <td>Rendimiento</td> <td>2,73</td> <td>Km/Lt</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>% Reducción</th> <th colspan="2">Fuente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CE</td> <td>4%</td> <td>POCH 2009</td> </tr> <tr> <td>AT</td> <td>11%</td> <td>CIMA 2010</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> • Vida Útil: 30 años. • Factor de emisión diesel: 0,0026 tCO₂/Lt 	Ítem	Costo	Unidad	Unidad física	Fuente	Capacitación	126	(2009)US\$	p/conductor	INACAP 2009	Eq. de monitoreo	58	UF	p/conductor	DEUMAN 2009	Software AT	100.009,8	(2010)US\$	p/empresa	AGT	Explotación sistemas	5.879,5	(2010)US\$	p/empresa	AGT	Camiones			Nivel de actividad	65.000	Km/año	Rendimiento	3,5	Km/Lt	Buses Transantiago			Nivel de actividad	70.000	Km/año	Rendimiento	1,71	Km/Lt	Buses interurbanos			Nivel de actividad	55.000	Km/año	Rendimiento	2,73	Km/Lt	% Reducción	Fuente		CE	4%	POCH 2009	AT	11%	CIMA 2010
Ítem	Costo	Unidad	Unidad física	Fuente																																																										
Capacitación	126	(2009)US\$	p/conductor	INACAP 2009																																																										
Eq. de monitoreo	58	UF	p/conductor	DEUMAN 2009																																																										
Software AT	100.009,8	(2010)US\$	p/empresa	AGT																																																										
Explotación sistemas	5.879,5	(2010)US\$	p/empresa	AGT																																																										
Camiones																																																														
Nivel de actividad	65.000	Km/año																																																												
Rendimiento	3,5	Km/Lt																																																												
Buses Transantiago																																																														
Nivel de actividad	70.000	Km/año																																																												
Rendimiento	1,71	Km/Lt																																																												
Buses interurbanos																																																														
Nivel de actividad	55.000	Km/año																																																												
Rendimiento	2,73	Km/Lt																																																												
% Reducción	Fuente																																																													
CE	4%	POCH 2009																																																												
AT	11%	CIMA 2010																																																												
Resultados	<p>Parámetros económicos de la medida.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Esperanza</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo anualizado medida, r=6%</td> <td>MUS\$</td> <td>-17.924</td> </tr> </tbody> </table> <p>Costo de abatimiento: -306 US\$/tCO₂</p> 	Variable	Unidad	Esperanza	Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	-17.924																																																							
Variable	Unidad	Esperanza																																																												
Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	-17.924																																																												
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. POCH (2009). “Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía”, POCH 2009. 2. PROGEA (2008), “Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo”. 3. PROGEA (2011), “Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO₂”. 4. PROGEA (2011), “Estudio de estimación de flujos de inversión y financieros para la 																																																													

	<p>adaptación en el sector silvoagropecuario, la mitigación en el sector transporte y la adaptación en el subsector hídrico de la infraestructura”.</p> <p>5. INACAP (2009). “Programa de capacitación conducción eficiente dirigido a conductores del transporte de carga interurbano y/o urbano”, INACAP 2009.</p> <p>6. Deuman (2009). “Diseño y Ejecución de un Modelo de Capacitación en Conducción Eficiente en el Transporte de Carga”, Deuman 2009.</p>
--	---

Chatarrización Camiones																																	
Sector	Transporte																																
Subsector	Vehículos Pesados																																
Descripción	La medida contempla la incorporación acelerada de vehículos eléctricos ZEV al parque nacional de vehículos livianos. La incorporación de estos vehículos al parque está definida por una participación creciente de esta tecnología en las ventas de automóviles livianos.																																
Potencial de penetración	15.000 correspondientes a aproximadamente un 10% del parque.																																
Potencial de mitigación	El potencial de mitigación de emisiones del año 2020 es 289 MtCO ₂ .																																
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento Camión nuevo: 3,5 Km/Lt. • Rendimiento Camión viejo: 2,5 Km/lt. • Vida Útil: 25 años. • Nivel de actividad: 65.000 Km/año. • Factor de emisión diesel: 0,0026 tCO₂/Lt • Costo promedio camiones 2011: 90.000 (2011)US\$ 																																
Resultados	<p>Parámetros económicos de la medida.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Esperanza</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo anualizado medida, r=6%</td> <td>MUS\$</td> <td>792</td> </tr> </tbody> </table> <p>Costo de abatimiento: 1 US\$/tCO₂</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Trials</td><td>---</td></tr> <tr><td>Mean</td><td>(6)</td></tr> <tr><td>Median</td><td>(5)</td></tr> <tr><td>Mode</td><td>1</td></tr> <tr><td>Standard Dev</td><td>15</td></tr> <tr><td>Variance</td><td>222</td></tr> <tr><td>Skewness</td><td>-0.5326</td></tr> <tr><td>Kurtosis</td><td>2.75</td></tr> <tr><td>Coeff. of Vari</td><td>-2.33</td></tr> <tr><td>Minimum</td><td>(67)</td></tr> <tr><td>Maximum</td><td>21</td></tr> <tr><td>Mean Std. Err</td><td>---</td></tr> </tbody> </table>	Variable	Unidad	Esperanza	Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	792	Statistic	Fit: Beta	Trials	---	Mean	(6)	Median	(5)	Mode	1	Standard Dev	15	Variance	222	Skewness	-0.5326	Kurtosis	2.75	Coeff. of Vari	-2.33	Minimum	(67)	Maximum	21	Mean Std. Err	---
Variable	Unidad	Esperanza																															
Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	792																															
Statistic	Fit: Beta																																
Trials	---																																
Mean	(6)																																
Median	(5)																																
Mode	1																																
Standard Dev	15																																
Variance	222																																
Skewness	-0.5326																																
Kurtosis	2.75																																
Coeff. of Vari	-2.33																																
Minimum	(67)																																
Maximum	21																																
Mean Std. Err	---																																
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. POCH (2009). “Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía”, POCH 2009. 2. PROGEA (2008), “Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo”. 3. PROGEA (2011), “Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO₂”. 4. PROGEA (2011), “Estudio de estimación de flujos de inversión y financieros para la adaptación en el sector silvoagropecuario, la mitigación en el sector transporte y la adaptación en el subsector hídrico de la infraestructura”. 																																

Biocombustibles																																	
Sector	Transporte																																
Subsector	Transversal																																
Descripción	La medida contempla la el reemplazo de un porcentaje del consumo de gasolina y diesel por biodiesel, esto requiere una inversión de transformación técnica del motor de los vehículos																																
Potencial de penetración	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Penetración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2015</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>2016</td> <td>3%</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>4%</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>5%</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>7,50%</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>10%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Línea base = 0. Se considera que la penetración desplaza cantidades iguales de diesel y gasolina</p>	Año	Penetración	2015	2%	2016	3%	2017	4%	2018	5%	2019	7,50%	2020	10%																		
Año	Penetración																																
2015	2%																																
2016	3%																																
2017	4%																																
2018	5%																																
2019	7,50%																																
2020	10%																																
Potencial de mitigación	El potencial de mitigación de emisiones del año 2020 es 2.430 MtCO2.																																
Datos y supuestos	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento vehículos: 10 Km/Lt. • Vida Útil: 15 años. • Nivel de actividad: 15.000 Km/año. • Factor de emisión diesel: 0,0026 tCO2/Lt • Factor de emisión gasolina: 0,00216 tCO2/Lt • Precio Biodiesel: Variable estocástica, ver capítulo 3.2 																																
Resultados	<p>Parámetros económicos de la medida.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unidad</th> <th>Esperanza</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo anualizado medida, r=6%</td> <td>MUS\$</td> <td>64.486</td> </tr> </tbody> </table> <p>Costo de abatimiento: 12,64 US\$/tCO2</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Statistic</th> <th>Fit: Beta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trials</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Mean</td> <td>3.35</td> </tr> <tr> <td>Median</td> <td>6.11</td> </tr> <tr> <td>Mode</td> <td>12.64</td> </tr> <tr> <td>Standard Dev</td> <td>57.67</td> </tr> <tr> <td>Variance</td> <td>3,326.07</td> </tr> <tr> <td>Skewness</td> <td>-0.2485</td> </tr> <tr> <td>Kurtosis</td> <td>2.76</td> </tr> <tr> <td>Coeff. of Vari</td> <td>17.22</td> </tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>(301.72)</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>183.12</td> </tr> <tr> <td>Mean Std. Err</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table> <p>94.88 Certainty: 90.00 % 94.26 Statistics shown in color are tested f</p>	Variable	Unidad	Esperanza	Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	64.486	Statistic	Fit: Beta	Trials	---	Mean	3.35	Median	6.11	Mode	12.64	Standard Dev	57.67	Variance	3,326.07	Skewness	-0.2485	Kurtosis	2.76	Coeff. of Vari	17.22	Minimum	(301.72)	Maximum	183.12	Mean Std. Err	---
Variable	Unidad	Esperanza																															
Costo anualizado medida, r=6%	MUS\$	64.486																															
Statistic	Fit: Beta																																
Trials	---																																
Mean	3.35																																
Median	6.11																																
Mode	12.64																																
Standard Dev	57.67																																
Variance	3,326.07																																
Skewness	-0.2485																																
Kurtosis	2.76																																
Coeff. of Vari	17.22																																
Minimum	(301.72)																																
Maximum	183.12																																
Mean Std. Err	---																																
Referencias	<ol style="list-style-type: none"> 1. POCH (2009). "Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía", POCH 2009. 2. PROGEA (2008), "Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo". 3. PROGEA (2011), "Implementación de la herramienta de simulación LEAP para la proyección de escenarios de consumo de energía en el largo plazo y la evaluación de escenarios de mitigación de CO2". 4. PROGEA (2011), "Estudio de estimación de flujos de inversión y financieros para la 																																

	adaptación en el sector silvoagropecuario, la mitigación en el sector transporte y la adaptación en el subsector hídrico de la infraestructura”.
--	--